

CANACOL ENERGY LTD.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
TRES MESES TERMINADOS EN MARZO 31 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 marzo 31 de		
	2023	2022	Cambio
Ingresos totales, netos de regalías y gasto de transporte	73,913	65,883	12%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	32,693	33,816	(3%)
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾⁽²⁾	0.96	0.98	(2%)
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾⁽²⁾	0.96	0.98	(2%)
Utilidad neta y otra utilidad total	16,874	24,415	(31%)
Por acción – básicos (\$) ⁽²⁾	0.49	0.71	(31%)
Por acción – diluidos (\$) ⁽²⁾	0.49	0.71	(31%)
Flujo de caja aportado por actividades operativas	30,969	38,063	(19%)
Por acción – básico (\$) ⁽¹⁾⁽²⁾	0.91	1.10	(17%)
Por acción – diluido (\$) ⁽¹⁾⁽²⁾	0.91	1.10	(17%)
EBITDAX ajustado ⁽¹⁾	60,928	49,624	23%
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico ⁽²⁾	34,111	34,490	(1%)
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico ⁽²⁾	34,111	34,490	(1%)
Gastos de capital en efectivo netos ⁽¹⁾	47,123	27,478	71%
	Marzo 31 de 2023	Dic 31 de 2022	Cambio
Efectivo y equivalentes a efectivo	72,073	58,518	23%
Déficit de capital de trabajo	(22,666)	(22,603)	—%
Deuda total	590,037	550,752	7%
Activos totales	1,096,428	1,014,848	8%
Acciones ordinarias, final del período (000) ⁽²⁾	34,111	34,111	—%
	Tres meses terminados en marzo 31 de		
Operativos	2023	2022	Cambio
Producción de gas natural, GNL y petróleo crudo ⁽¹⁾			
Gas natural y GNL (Mcfpd)	188,384	183,130	3%
Petróleo de Colombia (bopd)	565	428	32%
Total (boepd)	33,615	32,556	3%
Ventas contractuales realizadas ⁽¹⁾			
Gas natural y GNL (Mcfpd)	185,624	181,813	2%
Petróleo de Colombia (bopd)	587	412	42%
Total (boepd)	33,153	32,309	3%
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾			
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	4.01	3.58	12%
Petróleo de Colombia (\$/bopd)	25.86	14.23	82%
Corporativa (\$/boe)	22.88	20.33	13%

(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 CNEF, la Bolsa de Valores de Colombia bajo el símbolo CNEC y la Bolsa Mexicana de Valores bajo el símbolo CNEN.

Advertencias

El siguiente informe de discusión y análisis de la administración (“MD&A” [por su sigla en inglés]) tiene fecha mayo 10 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 meses terminados en marzo 31 de 2023 (los “estados financieros”), y los estados financieros consolidados auditados y el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2021. Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con el Estándar Contable Internacional 34, Informes Financieros Intermedios, y todos los montos contenidos aquí están expresados en dólares de Estados Unidos (“USD”), salvo que se indique otra cosa, y todos los montos en tablas están 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, incluyendo 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, incluyendo, 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 fuera del control de la Compañía, incluyendo 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 las licencias ambientales exigidas para la construcción de la tubería desde las operaciones de la Compañía a Medellín serán obtenidas, o que se obtendrán contratos adicionales de ventas de gas natural, o que las regalías valoradas 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, o implícitos, en estos planteamientos de proyecciones a futuro y, por consiguiente, no puede asegurarse que alguno de los eventos esperados en tales planteamientos de proyecciones a futuro ocurrirá; ni cuáles beneficios reportará a la Compañía, si alguno de ellos llega a ocurrir.*

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 y pueden ser proyecciones a futuro y contener estimados, supuestos e incertidumbres que pueden hacer que los resultados o las consecuencias reales difieran sustancialmente de los expresados en tales planteamientos de proyecciones a futuro. 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 para exploración y producción y las actividades relacionadas; las fluctuaciones de tasas de cambio de monedas extranjeras; la incertidumbre de los estimados de reservas; los cambios en regulaciones ambientales y otras normas; y los riesgos asociados 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.

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

Medidas Que No Están en las NIIF – Dos de las medidas de referencia que la Compañía usa para evaluar su desempeño son los fondos ajustados provenientes de sus 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 cambios en el capital de trabajo distinto a efectivo, ajustado para cargos no recurrentes. El EBITDAX ajustado es calculado en forma continua para los últimos 12 meses y se define como utilidad (pérdida) neta y utilidad (pérdida) integral ajustada para 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, para el pago de dividendos y para el pago de su deuda. Estas medidas no deben ser consideradas como una alternativa a, ni como más significativas que, el efectivo aportado por actividades operativas o la utilidad (pérdida) neta y la utilidad (pérdida) integral según lo determinado conforme a las NIIF como un indicador del desempeño de la Compañía. La determinación por parte de la Compañía de estas medidas puede no ser comparable con la reportada por otras compañías.

La Compañía también presenta los fondos ajustados provenientes de las operaciones por acción, de 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 la utilidad (pérdida) neta y la utilidad (pérdida) integral por acción.

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

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2023	2022
Flujo de caja aportado por actividades operativas	\$ 30,969	\$ 38,063
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	1,507	(4,247)
Liquidación de obligaciones de desmantelamiento	217	—
Fondos ajustados provenientes de las operaciones	\$ 32,693	\$ 33,816

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

	2022		2023		Período total
	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Trimestre 1	
Utilidad (pérdida) neta y utilidad (pérdida) integral	\$ (6,404)	\$ (4,463)	\$ 133,722	\$ 16,874	\$ 139,729
(+) Gasto de interés	8,475	8,438	8,632	9,671	35,216
(+) Gasto de impuesto sobre la renta	27,156	25,970	(135,523)	8,869	(73,528)
(+) Agotamiento y depreciación	18,284	17,388	16,226	18,971	70,869
(+) Gastos de exploración	—	—	22,333	—	22,333
(+) Costos previos a la licencia	535	446	453	408	1,842
(+) Pérdida (ganancia) en diferencia en cambio no realizada	2,995	4,999	2,660	1,745	12,399
(+/-) Otros ítems distintos a efectivo o no recurrentes	4,167	3,237	3,500	4,390	15,294
EBITDAX ajustado	\$ 55,208	\$ 56,015	\$ 52,003	\$ 60,928	\$ 224,154

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 el ingreso, neto de gasto de transporte, menos regalías, menos gastos operativos, calculada por unidades de volúmenes de ventas. La ganancia operacional neta es una medida importante al evaluar el desempeño operacional pues demuestra la rentabilidad en relación con los precios corrientes de productos básicos.

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 mediciones similares para otras entidades.

En este MD&A se utiliza la expresión “boe”. El boe [barril de petróleo equivalente, por su sigla en inglés] 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 miles de pies cúbicos por día (“Mcfpd” [por su sigla en inglés]) o millones de pies cúbicos por día (“MMcfpd” [por su sigla en inglés]) en este MD&A.

Aspectos Financieros y Operacionales Destacados para los Tres Meses Terminados en Marzo 31 de 2023

- El EBITDAX ajustado aumentó un 23% a \$60.9 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2023, en comparación con \$49.6 millones para el mismo período en 2022.
- La ganancia operacional neta de gas natural y GNL de la Compañía aumentó un 12% a \$4.01 por Mcf en los tres meses terminados en marzo 31 de 2023, en comparación con \$3.58 por Mcf para el mismo período en 2022. El aumento se debe principalmente a un incremento en los precios promedios de venta, netos de gastos de transporte y una disminución en los gastos operativos, parcialmente compensada por un aumento en las regalías.
- Los volúmenes de ventas contractuales realizadas de gas natural y gas natural licuado ("GNL") aumentaron un 2% a 185.6 MMcfpd para los tres meses terminados en marzo 31 de 2023, en comparación con 181.8 MMcfpd para el mismo período en 2022. El aumento se debe principalmente a un incremento en las ventas de gas para Tesorito, parcialmente compensado por una disminución en las ventas interrumpibles según se explica más detenidamente en la sección "Producción Diaria Promedio y Volúmenes de Ventas Contratadas Realizadas" en este MD&A.
- Los ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte, para los tres meses terminados en marzo 31 de 2023, aumentaron un 12% a \$73.9 millones, en comparación con \$65.9 millones para el mismo período en 2022, debido principalmente a un mayor volumen de ventas de gas natural y GNL, así como a un mayor precio de venta promedio, neto de gastos de transporte.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones disminuyeron un 3% a \$32.7 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2023, en comparación con \$33.8 millones para el mismo período en 2022, principalmente debido a un mayor gasto de impuesto sobre la renta, compensado por un aumento en el ingreso total, neto de regalías y gastos de transporte, y una disminución en los gastos operativos. Consulte en la sección "Impuestos sobre la Renta" de este MD&A una explicación sobre el aumento en el gasto de impuesto sobre la renta corriente.
- La Compañía realizó una ganancia neta de \$16.9 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2023, en comparación con una ganancia neta de \$24.4 millones para el mismo período en 2022.
- A marzo 31 de 2023, la Compañía tenía \$72.1 millones en efectivo y equivalentes a efectivo y \$22.7 millones en déficit 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 han reducido a 34,111,458 Acciones Ordinarias (sin tener en cuenta el tratamiento de las acciones fraccionarias resultantes). El porcentaje de participación en la Compañía y el poder de voto proporcional de cada uno de los accionistas permanecen sin cambios después de la Consolidación de Acciones. Las unidades de acciones y los montos por acción en este MD&A se han reexpresado en su totalidad para reflejar la Consolidación de Acciones.

Resultados de las Operaciones

Para los tres meses terminados en marzo 31 de 2023, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de los bloques Esperanza, VIM-5 y VIM-21, situados 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 inferior al uno por ciento de la producción total de gas natural y GNL, por lo cual los resultados han sido combinados como "Gas natural y GNL". En adición a sus bloques productivos, la Compañía tiene intereses en varios contratos de exploración de gas natural en Colombia.

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2023, la Compañía completó la perforación del pozo de exploración Dividivi-1 en su contrato de E&P VIM-33 operado en un 100%, situado en la Cuenca del Bajo Magdalena. El pozo Dividivi-1 alcanzó una profundidad total de 4,692 pies de profundidad medida ("ft md" [por su sigla en inglés]) en enero 2 de 2023 y encontró 89 pies de zona productiva bruta de gas en los yacimientos primarios de arenisca de CDO y de caliza de Cicuco.

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2023, la Compañía completó la perforación del pozo de exploración Saxofón-1 en su bloque VIM-5. El pozo Saxofón-1 alcanzó una profundidad total de 9,416 ft md en enero 7 de 2023 y encontró 338 pies de zona productiva bruta de gas dentro de los yacimientos de Porquero y CDO.

En abril de 2023, la Compañía inició la perforación del pozo de exploración Lulo-1. El pozo de exploración Lulo-1 está apuntando a la formación Ciénaga de Oro inferior con fuerte presencia de AVO, ubicada adyacente a las instalaciones de procesamiento de Jobo de la Compañía, lo que implica una conexión rápida y de bajo costo. Se espera que el pozo de exploración Lulo-1 tome aproximadamente cuatro semanas en ser perforado, completado y sometido a pruebas de producción.

Producción Diaria Promedio y Volúmenes de Ventas Contractuales Realizadas

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

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2023	2022	Cambio
Gas Natural y GNL (Mcfpd)			
Producción de gas natural y GNL	188,384	183,130	3%
Consumo de campo	(2,873)	(1,721)	67%
Ventas de gas natural y GNL	185,511	181,409	2%
Volúmenes en firme (2)	113	404	(72%)
Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL	185,624	181,813	2%
Petróleo de Colombia (bopd)			
Producción de petróleo crudo	565	428	32%
Movimientos de inventario y otros	22	(16)	(238%)
Ventas de petróleo de Colombia	587	412	42%
Corporativo (boepd/bopd)			
Producción de gas natural y GNL	33,050	32,128	3%
Producción de petróleo de Colombia	565	428	32%
Producción total	33,615	32,556	3%
Consumo de campo e inventario	(482)	(318)	52%
Ventas corporativas totales	33,133	32,238	3%
Volúmenes en firme (2)	20	71	(72%)
Ventas contractuales realizadas totales	33,153	32,309	3%

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 un monto normalmente pequeño de volumen de gas que es consumido 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 de tiempo fijo ("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 meses terminados en marzo 31 de 2023 promediaron 185.6 MMcfpd. 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.

El aumento del 2% en las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2023, en comparación con el mismo período en 2022, es atribuible principalmente a las ventas de gas natural a una planta de generación de energía colombiana de propiedad de Termoeléctrica el Tesorito S.A.S. ESP ("Tesorito") que comenzó operaciones en septiembre de 2022, compensado por un descenso de las ventas de gas natural como consecuencia de una disminución de la demanda en el mercado del gas natural. La demanda del gas natural fue menor debido a que la región experimentó altos niveles en los embalses causados por las fuertes lluvias, lo que redujo temporalmente la demanda de gas natural.

Ingresos, Netos de Regalías y Gastos de Transporte

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2023	2022	Cambio
Gas Natural y GNL			
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 87,938	\$ 85,080	3%
Gastos de transporte	(2,290)	(8,952)	(74%)
Ingresos, netos de gastos de transporte	85,648	76,128	13%
Regalías	(14,579)	(11,834)	23%
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 71,069	\$ 64,294	11%
Petróleo de Colombia			
Ingresos de petróleo crudo	\$ 2,192	\$ 1,633	34%
Gastos de transporte	(28)	(87)	(68%)
Ingresos, netos de gastos de transporte	2,164	1,546	40%
Regalías	(130)	(100)	30%
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 2,034	\$ 1,446	41%
Corporativo			
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 87,938	\$ 85,080	3%
Ingresos de petróleo crudo	2,192	1,633	34%
Ingresos totales	90,130	86,713	4%
Regalías	(14,709)	(11,934)	23%
Ingresos de producción de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías	75,421	74,779	1%
Ingresos en espera por generación de energía	749	—	n/a
Ingreso de gas natural en firme	61	143	(57%)
Ingresos totales, netos de regalías, según lo reportado	76,231	74,922	2%
Gastos de transporte	(2,318)	(9,039)	(74%)
Ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 73,913	\$ 65,883	12%

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 meses terminados en marzo 31 de 2023, aumentaron un 13% a \$85.6 millones, en comparación con \$76.1 millones para el mismo período en 2022, debido a un aumento del 3% en el volumen de ventas de gas natural y GNL y un aumento del 10% en el precio de venta promedio, neto de gastos de transporte.

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2023, la Compañía realizó ingresos en espera por generación de energía de \$0.7 millones 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 marzo 31 de 2023, la Compañía tenía ingresos diferidos de \$15.8 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 explicó en la página 5 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 por precios de venta brutos más altos, lo cual resulta en precios medios 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 74% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2023, en comparación con el mismo período en 2022, principalmente debido a la disminución en las ventas de gas natural sujetas a gastos de transporte, según lo descrito anteriormente, en comparación con el mismo período en 2022.

Regalías de Gas Natural

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2023	2022	Cambio
Gas Natural			
Regalías de Esperanza	\$ 1,014	\$ 1,260	(20%)
Regalías de VIM-5	11,991	8,322	44%
Regalías de VIM-21	1,574	2,252	(30%)
Gasto de regalías	\$ 14,579	\$ 11,834	23%
Tasas de Regalías de Gas Natural			
Esperanza	8.6%	8.4%	2%
VIM-5	20.8%	23.0%	(10%)
VIM-21	10.2%	9.4%	9%
Tasa de regalías de gas natural	17.0%	15.5%	10%

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 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 VIM-5 y VIM-21 de la Compañía está sujeta a tasas de regalía de factor x adicionales de 13% y 3%, respectivamente.

La tasa de regalía del gas natural aumentó a 17.0% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2023, en comparación con 15.5% para el mismo período en 2022, principalmente debido a una mayor producción en el bloque VIM-5, la cual está sujeta a una tasa de regalía más alta.

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

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2023	2022	Cambio
Precios Promedio de Referencia			
Henry Hub (\$/MMBtu)	\$ 2.41	\$ 4.57	(47%)
Alberta Energy Company ("AECO") (\$/MMBtu)	\$ 2.05	\$ 3.68	(44%)
Brent (\$/bbl)	\$ 79.21	\$ 97.38	(19%)
Precios Promedio de Venta, Netos de Transporte			
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 5.13	\$ 4.66	10%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 40.96	\$ 41.69	(2%)
Promedio Corporativo (\$/boe)	\$ 29.45	\$ 26.77	10%

Los precios de venta de los contratos de venta de gas natural de la Compañía son fijos en su mayoría, 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 normalmente se compensan con precios brutos de venta brutos más altos, lo que resulta en precios de venta realizados, netos de transporte, que son consistentes con los contratos en firme a precio fijo de la Compañía.

El aumento del 10% en los precios promedio de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, a \$5.13 por Mcf para los tres meses terminados en marzo 31 de 2023, en comparación con el mismo período en 2022, se debe principalmente a contratos en firme e interrumpibles de mayor precio. El aumento del precio promedio de venta de contratos en firme se debe a nuevos contratos firmados con tarifas más altas, así como al incremento de precios de contratos existentes.

La disminución del 2% en los precios promedio de venta de petróleo crudo para los tres meses terminados en marzo 31 de 2023, en comparación con el mismo período en 2022, se debe principalmente a la disminución de los precios de referencia del petróleo crudo en la producción de petróleo no a tarifa de la Compañía.

Gastos Operativos

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2023	2022	Cambio
Gas natural y GNL	\$ 4,236	\$ 5,844	(28%)
Petróleo de Colombia	668	918	(27%)
Gastos operativos totales	\$ 4,904	\$ 6,762	(27%)
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 0.25	\$ 0.36	(31%)
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 12.64	\$ 24.76	(49%)
Corporativo (\$/boe)	\$ 1.64	\$ 2.33	(30%)

Los gastos operativos de gas natural y GNL por Mcf disminuyeron un 31% a \$0.25 por Mcf para los tres meses terminados en marzo 31 de 2023, en comparación con \$0.36 por Mcf para el mismo período en 2022, principalmente debido a menos actividades de mantenimiento realizadas durante el trimestre, compensadas por la inflación.

Los gastos operativos del petróleo de Colombia disminuyeron un 27% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2023, en comparación con el mismo período en 2022, principalmente debido a menos actividades de mantenimiento durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2023, compensadas por la inflación.

Ganancias Operacionales Netas

\$/Mcf	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2023	2022	Cambio
Gas Natural y GNL			
Ingreso, neto de gasto de transporte ⁽¹⁾	\$ 5.13	\$ 4.66	10%
Regalías	(0.87)	(0.72)	21%
Gastos operativos ⁽²⁾	(0.25)	(0.36)	(31%)
Ganancia operacional neta	\$ 4.01	\$ 3.58	12%

\$/bbl	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2023	2022	Cambio
Petróleo de Colombia			
Ingreso, neto de gasto de transporte ⁽¹⁾	\$ 40.96	\$ 41.69	(2%)
Regalías	(2.46)	(2.70)	(9%)
Gastos operativos ⁽²⁾	(12.64)	(24.76)	(49%)
Ganancia operacional neta	\$ 25.86	\$ 14.23	82%

(1) Remítase a la sección "Precios Promedio de Referencia y de Venta Realizados, Netos de Transporte" de este MD&A para más información.

(2) Remítase a la sección "Gastos Operativos" de este MD&A para más información.

\$/boe	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2023	2022	Cambio
Corporativo			
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 29.45	\$ 26.77	10%
Regalías	(4.93)	(4.11)	20%
Gastos operativos	(1.64)	(2.33)	(30%)
Ganancia operacional neta	\$ 22.88	\$ 20.33	13%

Gastos Generales y Administrativos

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2023	2022	Cambio
Costos brutos	\$ 9,210	\$ 8,504	8%
Menos: montos capitalizados	(2,014)	(2,014)	—%
Gastos generales y administrativos	\$ 7,196	\$ 6,490	11%
\$/boe	\$ 2.41	\$ 2.24	8%

Los costos brutos generales y administrativos (“G&A”) aumentaron un 8% durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2023, en comparación con el mismo período en 2022, principalmente debido a la inflación.

Los G&A por boe aumentaron un 8% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2023, en comparación con el mismo período en 2022, principalmente debido a costos brutos G&A más altos como resultado de la inflación, compensados por volúmenes de ventas de gas natural y GNL más altos durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2023.

Gasto de Financiación Neto

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2023	2022	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	\$ 8,864	\$ 8,324	6%
Gastos (ingresos) de financiación netos distintos a efectivo	3,905	1,979	97%
Gasto de financiación neto	\$ 12,769	\$ 10,303	24%

El gasto de financiación neto aumentó un 24% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2023, en comparación con el mismo período en 2022, principalmente debido a un aumento de \$1.9 millones en la amortización no en efectivo de costos de transacción iniciales así como a un mayor gasto de interés como resultado de un aumento en la deuda total de \$30.7 millones.

Gasto por Remuneración Basada en Acciones

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2023	2022	Cambio
Gasto de unidades liquidadas en acciones	\$ 14	\$ 81	(83%)
Gasto de unidades liquidadas en efectivo	1,577	1,623	(3%)
Remuneración basada en acciones	\$ 1,591	\$ 1,704	(7%)

El gasto de unidades liquidadas en efectivo es una amortización no en 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 se liquiden en efectivo, amortizadas a lo largo de sus respectivos períodos de otorgamiento y revalorizadas cada período con base en el precio de la acción de la Compañía. El gasto de unidades liquidadas en efectivo disminuyó marginalmente para los tres meses terminados en marzo 31 de 2023, en comparación con el mismo período en 2022.

Gasto por Agotamiento y Depreciación

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2023	2022	Cambio
Gasto de agotamiento y depreciación	\$ 18,971	\$ 16,668	14%
\$/boe	\$ 6.36	\$ 5.74	11%

El gasto por agotamiento y depreciación aumentó un 14% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2023, en comparación con el mismo período en 2022, principalmente como resultado de una mayor producción de gas natural.

Gasto de Impuesto sobre la Renta

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2023	2022
Gasto de impuesto sobre la renta corriente	\$ 26,292	\$ 13,362
Gasto (recuperación) de impuesto sobre la renta diferido	(17,423)	(12,159)
Gasto (recuperación) de impuesto sobre la renta	\$ 8,869	\$ 1,203

El ingreso de la Compañía antes de impuestos estuvo sujeto a la tasa reglamentaria de impuesto sobre la renta en Colombia del 35% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2023. Además, el ingreso gravable generado por el negocio relacionado con el petróleo crudo estuvo sujeto a una sobretasa adicional del 15%. También, como resultado de la reforma tributaria, para los tres meses terminados en marzo 31 de 2023, el gasto de regalía base (6.4% del ingreso por gas natural, neto de transporte, y 8% del ingreso por petróleo crudo, neto de transporte) no fue deducible para efectos del impuesto sobre la renta.

El gasto de impuesto sobre la renta corriente aumentó \$12.9 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2023, en comparación con el mismo período en 2022, principalmente debido a: a) gasto adicional de impuesto sobre la renta corriente generado por el aumento de \$11.3 millones en el EBITDA, b) costo tributario por adelantado relacionado con el proceso de reestructuración corporativa de la Compañía, que comenzó en el cuarto trimestre de 2022, mediante el cual la Compañía ha transferido sus activos 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 organizativa más eficiente y rentable ("Reestructuración Corporativa"), c) el gasto de regalía base no fue deducible para efectos tributarios, según se explicó anteriormente, y d) la sobretasa del 15% sobre el ingreso gravable generado por el negocio de petróleo crudo de la Compañía.

Pagos en Efectivo de Impuestos sobre la Renta

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2023	2022
Impuestos sobre la renta pagados	\$ 18,255	\$ 7,553

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2023, la Compañía pagó el impuesto sobre la renta de \$14.8 millones (\$3.3 millones en 2022) por el año gravable 2022. Además, la Compañía también pagó por anticipado avances relacionados con su gasto de impuesto sobre la renta de 2023 de \$3.5 millones (\$4.3 millones en 2022) durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2023.

Gastos de Capital

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2023	2022
Perforación y completamientos	\$ 20,099	\$ 9,619
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	7,416	7,274
Tierra, sísmica, comunidades, inventario y otros	18,003	8,571
G&A capitalizados	2,014	2,014
Ingresos netos por disposición	(409)	—
Gastos de capital netos en efectivo	47,123	27,478
<i>Costos y ajustes distintos a efectivo:</i>		
Activos de derecho de uso arrendados	81	1,902
Disposición	380	(3,367)
Cambios en obligaciones de desmantelamiento y otros	8,692	630
Gastos de capital netos	\$ 56,276	\$ 26,643
Gastos de capital netos contabilizados como:		
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 11,598	\$ 12,182
Gastos en propiedades, planta y equipo	44,715	17,828
Disposición	(37)	(3,367)
Gastos de capital netos	\$ 56,276	\$ 26,643

Los gastos de capital netos para los tres meses terminados en marzo 31 de 2022 están relacionados principalmente con:

- Costos de perforación del pozo Chimela-1;
- Costos de perforación del pozo Dividivi-1;
- Costos de perforación del pozo Saxofón-1;
- Costos de perforación del pozo de exploración Natilla-1;
- Costos de sísmica 3D en el bloque VIM-5;
- Costos de diseño de ingeniería del gasoducto de Medellín;
- Costos relacionados con instalaciones y reacondicionamiento 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 los cambios en las condiciones económicas y las características de riesgo de los activos subyacentes. La Compañía considera que su estructura de capital incluye el capital accionario, la deuda de largo plazo, 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 de deuda corrientes y proyectados.

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 el manejo 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 las actualizaciones son preparadas y revisadas según se requiera.

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 es un 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 marzo 31 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 regulatorias 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 en 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 + 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 marzo 31 de 2023 era de \$75 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 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 marzo 31 de 2023, la Compañía estaba en cumplimiento de los pactos.

	Marzo 31 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%)	75,000	—
Deuda con Banco Colombiano – capital (IBR + 2.5%)	—	10,020
Obligación de arrendamiento	15,037	15,732
Deuda total	590,037	550,752
Déficit de capital de trabajo	22,666	22,603
Deuda neta	\$ 612,703	\$ 573,355

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

	Marzo 31 de 2023	Diciembre 31 de 2022
Deuda total	\$ 590,037	\$ 550,752
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo	(72,073)	(58,518)
Deuda neta para fines del pacto	\$ 517,964	\$ 492,234
EBITDAX ajustado	\$ 224,154	\$ 212,850
Razón de Apalancamiento Consolidado	2.31	2.31

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

	Marzo 31 de 2023	Diciembre 31 de 2022
EBITDAX ajustado	\$ 224,154	\$ 212,850
Gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo	\$ 35,216	\$ 34,058
Razón de Cobertura de Interés Consolidado	6.37	6.25

A mayo 10 de 2023, la Compañía tenía en circulación 34.1 millones de acciones ordinarias, 0.9 millones de opciones de compra de acciones, y 0.8 millones de UAR, PSU y DSU.

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 marzo 31 de 2023:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda de largo plazo - capital	\$ —	\$ —	\$ 500,000	\$ 500,000
Obligaciones de arrendamiento - no descontadas	3,553	7,288	6,364	17,205
Cuentas por pagar, comerciales y otras	78,228	—	—	78,228
Dividendo por pagar	6,553	—	—	6,553
Impuestos por pagar	86,101	—	—	86,101
Otras obligaciones de largo plazo	—	4,422	—	4,422
Pasivo de remuneración de incentivo de largo plazo	2,984	503	—	3,487
Contratos de exploración y producción	23,163	10,184	16,336	49,683
Contratos operativos de estaciones de compresión	2,728	5,620	5,099	13,447
	\$ 203,310	\$ 28,017	\$ 527,799	\$ 759,126

Cartas de Crédito

A marzo 31 de 2023, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$88.1 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 marzo 31 de 2023 por \$49.7 millones y ha emitido \$38.3 millones del total de \$88.1 millones de garantías financieras relacionadas con ellos.

Transacciones con Partes Relacionadas

A marzo 31 de 2023, la Compañía tenía 41.7 millones de acciones y 18.4 millones de derechos de compra de acciones de Arrow con valores en libros de \$5.3 millones (costo) y \$2.2 millones (valor razonable de mercado), respectivamente, y un saldo por cobrar de \$2 millones. El saldo por cobrar de \$2 millones se pagará a más tardar en junio 30 de 2023. Dos miembros de la administración clave de Canacol son también miembros de la junta directiva de Arrow.

Sostenibilidad

Según lo indicado en el Informe Integrado Ambiental, Social y de Gobierno (“ESG” [por su sigla en inglés]), Canacol actualmente lidera la industria como uno de los productores de petróleo y gas más limpios tanto en Colombia como en Norteamérica con emisiones de gases de efecto invernadero (“GHG” [por su sigla en inglés]) de Alcance 1 y 2 que son un 80% más bajas que las de sus pares enfocados en petróleo y un 50% más bajas que las de sus pares enfocados en gas, en promedio. La ambición de Canacol es continuar liderando la industria de petróleo y gas en Colombia en términos de atender las crecientes demandas de energía de los colombianos y a la vez reducir las emisiones de carbono, explorando vías para la generación de energía renovable, fomentando la autosuficiencia energética nacional y catalizando el crecimiento y el desarrollo de la economía colombiana y de su población. Canacol en forma entusiasta apoya las metas globales para cumplir con los objetivos del Acuerdo de París así como el compromiso de Colombia de una reducción del 51% de las emisiones para 2030, para lo cual el gas natural jugará un papel crucial en una transición energética justa y equitativa. El objetivo de la Compañía en asuntos ESG 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. Junto con esto, Canacol está enfocada en generar valor para sus partes interesadas en forma sostenible, colaborativa, corresponsable, respetuosa y transparente. Con la transición de la Compañía al gas natural, ahora tiene una propuesta de valor ambientalmente amigable que contribuye a la reducción de las emisiones de CO2 en Colombia y provee un uso más eficiente de los recursos.

La Compañía continúa apoyando a sus comunidades en proyectos sociales esenciales como el 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, que 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, velan por el cumplimiento normativo y minimizan el riesgo.

Para 2023 y posteriormente, la Compañía está comprometida con continuar desarrollando y manteniendo una estrategia ESG robusta y, en esa medida, está implementando un plan con las siguientes cuatro prioridades:

1. Un futuro con energía más limpia: entregar gas natural conforme a los más altos estándares de eficiencia ambiental y operativa.
2. Un equipo seguro y comprometido: mantener las mejores prácticas de salud y seguridad y promover una cultura diversa e inclusiva.
3. Un negocio transparente y ético: adoptar las mejores prácticas, incorporar el gobierno, fomentar el respeto de los derechos humanos y garantizar la ética y la integridad en todo lo que hace Canacol.
4. Una sociedad guiada por desarrollo sostenible: promover y mantener relaciones estrechas y transparentes que garanticen el crecimiento y la calidad de vida de las comunidades.

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 que apunta a una tasa de reemplazo de reservas 2P de más del 200%; 2) la adquisición de 282 kilómetros cuadrados de sísmica de 3D en el bloque VIM-5 para expandir el inventario de prospectos de exploración de la Compañía; 3) avance en el proyecto del nuevo gasoducto de Jobo a Medellín, que agregará 100 MMcfpd de nuevas ventas de gas al interior a finales de 2024, permitiendo a Canacol aumentar las ventas de gas a más de 300 MMcfpd; 4) continuación del retorno de capital a los accionistas; y 5) continuación del compromiso de fortalecer la estrategia y el reporte ambientales, sociales y de gobierno con el fin de mejorar la clasificación de la Compañía en varios índices de sostenibilidad.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

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

	2023	2022				2021		
	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2
Financieros								
Ingresos totales, netos de regalías y gasto de transporte	73,913	67,956	70,133	70,256	65,883	69,903	66,288	53,534
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	32,693	(16,977)	38,715	39,086	33,816	43,691	38,227	33,643
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾⁽²⁾	0.96	(0.50)	1.15	1.15	1.00	1.25	1.10	0.95
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾⁽²⁾	0.96	(0.50)	1.15	1.15	1.00	1.25	1.10	0.95
Flujo de caja aportado (usado) por actividades operativas	30,969	50,034	61,994	35,338	38,063	28,881	57,046	(13)
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	16,874	133,722	(4,463)	(6,404)	24,415	7,024	8,790	2,424
Por acción – básica (\$) ⁽²⁾	0.49	3.92	(0.15)	(0.20)	0.70	0.20	0.25	0.05
Por acción – diluida (\$) ⁽²⁾	0.49	3.92	(0.15)	(0.20)	0.70	0.20	0.25	0.05
EBITDAX ajustado ⁽¹⁾	60,928	52,003	56,015	55,208	49,624	49,198	53,836	44,638
Promedio ponderado de acciones en circulación - básico ⁽²⁾	34,111	34,113	34,157	34,118	34,490	35,312	35,449	35,858
Promedio ponderado de acciones en circulación - diluido ⁽²⁾	34,111	34,113	34,157	34,118	34,490	35,312	35,449	35,858
Gastos de capital en efectivo netos ⁽¹⁾	47,123	50,382	45,742	42,686	27,478	21,513	24,051	24,480
Operaciones								
Producción de gas natural, GNL y petróleo crudo ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (Mcfpd)	188,384	177,985	186,695	190,559	183,130	186,145	192,402	173,117
Petróleo de Colombia (bopd)	565	546	544	571	428	244	394	262
Total (boepd)	33,615	31,771	33,298	34,002	32,556	32,901	34,149	30,633
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (Mcfpd)	185,624	175,580	184,163	187,963	181,813	185,896	190,553	171,463
Petróleo de Colombia (bopd)	587	541	558	565	412	490	168	209
Total (boepd)	33,153	31,345	32,867	33,541	32,309	33,103	33,598	30,290
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	4.01	3.73	3.73	3.66	3.58	3.59	3.49	3.14
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	25.86	22.81	27.48	27.49	14.23	21.93	30.93	33.54
Corporativas (\$/boe)	22.88	21.27	21.31	21.02	20.33	20.51	19.96	17.98

(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

No ha habido cambios significativos en los tres meses terminados en marzo 31 de 2023 para 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 se ha radicado en SEDAR y se incorpora aquí por referencia.

POLÍTICAS CONTABLES Y ESTIMADOS CRÍTICOS

La administración de la Compañía acogió juicios, 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 marzo 31 de 2023. En los estados financieros se suministran análisis detallados de las nuevas políticas contables y su impacto.

POLÍTICAS NORMATIVAS

Controles y Procedimientos de Revelación

Los Controles y Procedimientos de Revelación (“C&PR”) son diseñados para ofrecer una seguridad razonable sobre que 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 marzo 31 de 2023, no ha habido cambios en los CIIF de la Compañía que hayan afectado significativamente, o que sea razonablemente probable que afecten significativamente, los CIIF de la Compañía.

Limitaciones de los Controles y Procedimientos

La administración de la Compañía, incluyendo 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.