

# CANACOL ENERGY LTD.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN  
TRES MESES TERMINADOS EN MARZO 31 DE 2024



## 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		
	2024	2023	Cambio
Ingresos totales, netos de regalías y gasto de transporte <sup>(1)</sup>	77.691	73,913	5%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones <sup>(1)</sup>	42.226	32,693	29%
Por acción – básicos (\$) <sup>(1)</sup>	1,24	0,96	29%
Por acción – diluidos (\$) <sup>(1)</sup>	1,24	0,96	29%
Utilidad neta y utilidad total	3.654	16.874	(78%)
Por acción – básica (\$)	0,11	0,49	(78%)
Por acción – diluida (\$)	0,11	0,49	(78%)
Flujo de caja aportado por actividades operativas	54.719	30.969	77%
Por acción – básico (\$) <sup>(1)</sup>	1,60	0,91	76%
Por acción – diluido (\$) <sup>(1)</sup>	1,60	0,91	76%
EBITDAX ajustado <sup>(1)</sup>	61.041	60.928	—%
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	34.111	34.111	—%
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	34.111	34.111	—%
Gastos de capital en efectivo netos <sup>(1)</sup>	35.878	47.123	(24%)
	<b>Marzo 31, 2024</b>	<b>Diciembre 31, 2023</b>	<b>Cambio</b>
Efectivo y equivalentes a efectivo	25.122	39.425	(36%)
Déficit de capital de trabajo	(11.201)	(10.028)	12%
Deuda total	715.356	713.435	—%
Activos totales	1.216.278	1.233.428	(1%)
Acciones ordinarias, final del período (000)	34.111	34.111	—%
	<b>Tres meses terminados en marzo 31 de</b>		
<b>Operativos</b>	<b>2024</b>	<b>2023</b>	<b>Cambio</b>
Producción			
Gas natural y GNL (Mcfpd)	154.043	188.384	(18%)
Petróleo de Colombia (bopd)	1.405	565	149%
Total (boepd)	28.430	33.615	(15%)
Ventas contractuales realizadas			
Gas natural y GNL (Mcfpd)	150.421	185.624	(19%)
Petróleo de Colombia (bopd)	1.389	587	137%
Total (boepd)	27.779	33.153	(16%)
Ganancias operacionales netas <sup>(1)</sup>			
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	4,90	4,01	22%
Petróleo de Colombia (\$/bopd)	20,15	25,86	(22%)
Corporativa (\$/boe)	27,51	22,88	20%

(1) Medidas que no están en las NIIF. Ver la sección “Medidas Que No Están en las NIIF” 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.

### Advertencias

El siguiente informe de discusión y análisis de la administración (“MD&A” [por su sigla en inglés]) tiene fecha mayo 8 de 2024 y es la explicación de la Compañía sobre su desempeño financiero para el período cubierto por los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024 (“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, y los estados financieros consolidados auditados y el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2023. Los estados financieros han sido preparados por la administración de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera NIIF según han sido emitidas por la Junta de Normas Contables Internacionales (“Normas Contables NIIF”), 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.sedarplus.ca](http://www.sedarplus.ca).

**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, las tasas de producción, y 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 capacidad para acceder a capital suficiente proveniente de fuentes internas y externas. Particularmente en relación con los comentarios de proyecciones a futuro en este MD&A, a los lectores se les advierte que no hay seguridad sobre que la Compañía terminará a tiempo sus principales proyectos planeados, o que resultará producción de gas natural y petróleo de tales proyectos principales, o que se obtendrán contratos adicionales de ventas de gas natural, o que las regalías 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, o que el fenómeno de El Niño creará una demanda superior a la normal de ventas de gas natural, o que no habrá penalidades a la terminación del contrato de ventas de gas de Medellín. 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 alto grado de incertidumbre. 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 Normas Contables 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 Normas Contables 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	
	2024	2023
Flujos de caja aportados por actividades operativas	\$ 54.719 \$	30.969
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	(13.194)	1.507
Liquidación de obligaciones de desmantelamiento	701	217
<b>Fondos ajustados provenientes de las operaciones</b>	<b>\$ 42.226 \$</b>	<b>32.693</b>

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

	2023			2024	
	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Trimestre 1	Período total
Utilidad (pérdida) neta y utilidad (pérdida) integral	\$ 39.990	\$ (524)	\$ 29.897	\$ 3.654	\$ 73.017
(+) Gasto de interés	12.182	12.001	12.998	13.721	50.902
(+) Gasto (recuperación) de impuesto sobre la renta	(14.500)	(5.596)	(14.076)	17.718	(16.454)
(+) Agotamiento y depreciación	19.249	17.619	20.086	19.026	75.980
(+) Deterioro de activos de larga vida	—	32.604	2.750	—	35.354
(+) Costos previos a la licencia	198	270	327	189	984
(+) Pérdida (ganancia) en diferencia en cambio no realizada	245	1.354	(2.316)	561	(156)
(+/-) Otros ítems distintos a efectivo o no recurrentes	3.290	4.375	3.478	6.172	17.315
<b>EBITDAX ajustado</b>	<b>\$ 60.654 \$</b>	<b>\$ 62.103 \$</b>	<b>\$ 53.144 \$</b>	<b>\$ 61.041 \$</b>	<b>236.942</b>

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 Normas Contables NIIF y, por lo tanto, puede no ser comparable con el cálculo de mediciones similares para otras entidades.

En este MD&A se usa 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 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” [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 2024

- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones aumentaron a \$42,2 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, en comparación con \$32,7 millones para el mismo período en 2023, principalmente debido a un aumento en el EBITDAX combinado con una disminución en el gasto de impuesto sobre la renta corriente.
- El EBITDAX ajustado aumentó ligeramente a \$61,0 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, en comparación con \$60,9 millones para el mismo período en 2023. El aumento se debe principalmente a un aumento de la ganancia operacional neta de gas natural, compensado por una disminución en el volumen de ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL.
- La ganancia operacional neta de gas natural y gas natural licuado (“GNL”) de la Compañía aumentó un 22% a \$4,90 por Mcf para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, en comparación con \$4,01 por Mcf para el mismo período en 2023. El aumento se debe principalmente a un incremento en los precios promedios de venta, netos de gastos de transporte, compensado por un aumento en los gastos operacionales y las regalías.
- Los ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte, para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, aumentaron un 5% a \$77,7 millones, en comparación con \$73,9 millones para el mismo período en 2023, principalmente debido a un mayor precio promedio de venta de gas natural, neto de gastos de transporte de \$6,60 por Mcf para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, en comparación con \$5,13 por Mcf para el mismo período en 2023, compensado por una disminución en el volumen de ventas realizadas de gas natural y GNL.
- El volumen de ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL disminuyó un 19% a 150,4 MMcfpd para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, en comparación con 185,6 MMcfpd para el mismo período en 2023. La disminución se debe a la disminución inusual e inesperada en la capacidad de producción de la Compañía que comenzó durante el tercer trimestre de 2023 (ver la sección de “Resultados de las Operaciones”).
- La Compañía realizó una ganancia neta de \$3,7 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, en comparación con una ganancia neta de \$16,9 millones para el mismo período en 2023. La disminución en la ganancia neta para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024 se debe a un gasto de impuesto sobre la renta diferido no en efectivo de \$0,5 millones en comparación con una recuperación de impuesto sobre la renta diferido de \$17,4 millones en 2023.
- Los gastos de capital en efectivo netos para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024 fueron de \$35,9 millones en comparación con \$47,1 millones para el mismo período en 2023. La disminución se debe principalmente a un gasto reducido en inventario de almacén.
- A marzo 31 de 2024, la Compañía tenía \$25,1 millones en efectivo y equivalentes a efectivo y \$11,2 millones en déficit de capital de trabajo.

## Resultados de las Operaciones

Para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de los bloques Esperanza, VIM-5 y VIM-21, situados en la cuenca del Valle 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”.

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, la Compañía completó la adquisición del programa de sísmica 3D de Macao.

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, la Compañía completó la perforación del pozo de desarrollo Clarinete-10 situado en su bloque VIM-5. El pozo fue conectado y está en producción permanente. La Compañía también completó la perforación del pozo de exploración Pomelo-1 situado en su bloque VIM-21. El pozo de exploración Pomelo-1 encontró 96 pies de verdadera profundidad vertical de zona productiva neta de gas con porosidad promedio de 21% dentro del yacimiento primario de arenisca Ciénaga de Oro (“CDO”), y fue sometido a pruebas a una tasa de hasta 10 MMcfpd. El pozo de exploración Pomelo-1 fue conectado y actualmente está produciendo a una tasa controlada de 8 MMcfpd.

En abril 2 de 2024, la Compañía inició la perforación del pozo de exploración Chontaduro-1 situado en su bloque VIM-21. El pozo de exploración Chontaduro-1 encontró 123 pies de verdadera profundidad vertical de zona productiva neta de gas con porosidad promedio de 21% dentro del yacimiento primario de arenisca CDO, y fue sometido a pruebas a una tasa de hasta 12 MMcfpd. El pozo de exploración Chontaduro-1 fue conectado y actualmente está produciendo hacia la planta de tratamiento de gas de Jobo.

En abril 18 de 2024, la Compañía inició la perforación del pozo de evaluación Chontaduro-2. El pozo Chontaduro-2 encontró 88 pies de verdadera profundidad vertical de zona productiva neta de gas con porosidad promedio de 23% dentro de yacimiento primario de

arenisca CDO, y fue sometido a pruebas a una tasa de hasta 12 MMcfpd. El pozo Chontaduro-2 fue conectado y actualmente está produciendo hacia la planta de tratamiento de gas de Jobo.

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, la Compañía reactivó el pozo RH-12, un pozo de petróleo no productivo situado en el bloque Rancho Hermoso. El pozo RH-12 reinició producción a finales de enero de 2024 y ha estado produciendo a aproximadamente 1.230 bopd.

## 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		
	2024	2023	Cambio
<b>Gas Natural y GNL (Mcfpd)</b>			
Producción de gas natural y GNL	154.043	188.384	(18%)
Consumo de campo	(3.883)	(2.873)	35%
Ventas de gas natural y GNL	150.160	185.511	(19%)
Volúmenes en firme (2)	261	113	131%
<b>Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL</b>	<b>150.421</b>	<b>185.624</b>	<b>(19%)</b>
<b>Petróleo de Colombia (bopd)</b>			
Producción de petróleo crudo	1.405	565	149%
Movimientos de inventario y otros	(16)	22	(173%)
<b>Ventas de petróleo de Colombia</b>	<b>1.389</b>	<b>587</b>	<b>137%</b>
<b>Corporativas (boepd/bopd)</b>			
Producción de gas natural y GNL	27.025	33.050	(18%)
Producción de petróleo de Colombia	1.405	565	149%
Producción total	28.430	33.615	(15%)
Consumo de campo e inventario	(697)	(482)	45%
Ventas corporativas totales	27.733	33.133	(16%)
Volúmenes en firme (2)	46	20	130%
<b>Ventas contractuales realizadas totales</b>	<b>27.779</b>	<b>33.153</b>	<b>(16%)</b>

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 2024 promediaron 150,4 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.

La disminución del 19% en las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, en comparación con el mismo período en 2023, se debe a las restricciones de capacidad de producción inusuales e inesperadas que comenzaron en agosto de 2023 como resultado de problemas en la planta de tratamiento de gas de Jobo así como

algunos de los pozos productores. La capacidad de producción de la Compañía está recuperándose gradualmente como resultado de: a) los trabajos de recuperación de la planta realizados en Jobo durante diciembre de 2023, y b) recientes éxitos de desarrollo y exploración en los bloques VIM-5 y VIM-21. La tasa de producción de gas natural de la Compañía ha aumentado a aproximadamente 169 MMcfpd a finales de abril de 2024.

El aumento del 137% en las ventas de petróleo de Colombia para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, en comparación con el mismo período en 2023, se debe a la reactivación del pozo RH-12 durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2024. El pozo RH-12 reinició producción a finales de enero de 2024 y ha estado produciendo a aproximadamente 1.230 bopd.

## Ingresos, Netos de Regalías y Gastos de Transporte

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2024	2023	Cambio
<b>Gas Natural y GNL</b>			
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 95.820	\$ 87.938	9%
Gastos de transporte	(5.693)	(2.290)	149%
Ingresos, netos de gastos de transporte	90.127	85.648	5%
Regalías	(17.031)	(14.579)	17%
<b>Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte</b>	<b>\$ 73.096</b>	<b>\$ 71.069</b>	<b>3%</b>
<b>Petróleo de Colombia</b>			
Ingresos de petróleo crudo	\$ 3.895	\$ 2.192	78%
Gastos de transporte	(18)	(28)	(36%)
Ingresos, netos de gastos de transporte	3.877	2.164	79%
Regalías	(144)	(130)	11%
<b>Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte</b>	<b>\$ 3.733</b>	<b>\$ 2.034</b>	<b>84%</b>
<b>Corporativos</b>			
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 95.820	\$ 87.938	9%
Ingresos de petróleo crudo	3.895	2.192	78%
Ingresos totales	99.715	90.130	11%
Regalías	(17.175)	(14.709)	17%
Ingresos de producción de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías	82.540	75.421	9%
Ingresos en espera por generación de energía	753	749	1%
Ingreso de gas natural en firme	109	61	79%
Ingresos totales, netos de regalías, según lo reportado	83.402	76.231	9%
Gastos de transporte	(5.711)	(2.318)	146%
<b>Ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte</b>	<b>\$ 77.691</b>	<b>\$ 73.913</b>	<b>5%</b>

### 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 2024, aumentaron un 5% a \$90,1 millones, en comparación con \$85,6 millones para el mismo período en 2023, debido a un aumento en el precio promedio de venta, neto de gastos de transporte, compensado por un menor volumen de ventas.

Los ingresos de petróleo de Colombia, netos de gastos de transporte, para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, aumentaron un 79% en comparación con el mismo período en 2023, debido a un aumento en el volumen de ventas como resultado de la reactivación del pozo RH-12.

Para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, la Compañía realizó ingresos en espera por generación de energía de \$0,8 millones, por su compromiso de suministrar gas natural a una planta colombiana de generación de energía de propiedad de Termoeléctrica El Tesorito S.A.S. ESP ("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 2024, la Compañía tenía ingresos diferidos de \$9,9 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 lo explicado 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 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 aumentaron un 149% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, en comparación con el mismo período en 2023, debido al aumento en las ventas de gas natural sujetas a gastos de transporte, según lo descrito anteriormente.

### Regalías de Gas Natural

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2024	2023	Cambio
<b>Gas Natural</b>			
Regalías de Esperanza	\$ 796	\$ 1,014	(21)
Regalías de VIM-5	14.852	11.991	24%
Regalías de VIM-21	1.383	1.574	(12%)
<b>Gasto de regalías</b>	<b>\$ 17.031</b>	<b>\$ 14.579</b>	<b>17%</b>
<b>Tasas de Regalías de Gas Natural</b>			
Esperanza	9,1%	8,6%	6%
VIM-5	22,5%	20,8%	8%
VIM-21	9,6%	10,2%	(6%)
<b>Tasa de regalías de gas natural</b>	<b>18,9%</b>	<b>17,0%</b>	<b>11%</b>

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 18,9% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, en comparación con 17,0% para el mismo período en 2023, 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 de Venta Realizados, Netos de Transporte

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2024	2023	Cambio
<b>Precios Promedios de Referencia</b>			
Henry Hub (\$/MMBtu)	\$ 1,75	\$ 2,41	(27%)
Alberta Energy Company ("AECO") (\$/MMBtu)	\$ 1,29	\$ 2,05	(37%)
Brent (\$/bbl)	\$ 84,67	\$ 79,21	7%
<b>Precios Promedios de Venta, Netos de Transporte</b>			
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 6,60	\$ 5,13	29%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 30,67	\$ 40,96	(25%)
<b>Promedio Corporativo (\$/boe)</b>	<b>\$ 37,25</b>	<b>\$ 29,45</b>	<b>26%</b>

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 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.

Los precios promedios de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, aumentaron un 29% a \$6,60 por Mcf para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, en comparación con \$5,13 por Mcf para el mismo período en 2023. El aumento en los precios promedios de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, se debe a: a) un aumento del 19% en el precio promedio de venta de los contratos en firme a largo plazo con precio fijo a \$6,04 por Mcf para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, en comparación con \$5,09 por Mcf para el mismo período en 2023, y b) el aumento en los precios interrumpibles como resultado del fenómeno de El Niño.

La disminución del 25% en los precios promedios de venta de petróleo crudo para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, en comparación con el mismo período en 2023, se debe a una mayor porción de la producción total de petróleo vendida conforme a acuerdo de tarifa.

## Gastos Operativos

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2024	2023	Cambio
Gas natural y GNL	\$ 6.214	\$ 4.236	47%
Petróleo de Colombia	1.186	668	78%
<b>Gastos operativos totales</b>	<b>\$ 7.400</b>	<b>\$ 4.904</b>	<b>51%</b>
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 0,45	\$ 0,25	80%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 9,38	\$ 12,64	(26%)
<b>Corporativos (\$/boe)</b>	<b>\$ 2,93</b>	<b>\$ 1,64</b>	<b>79%</b>

Los gastos operativos de gas natural y GNL aumentaron un 47% a \$6,2 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, en comparación con \$4,2 millones para el mismo período en 2023. El aumento en los gastos operativos de gas natural y GNL se debe a la combinación de: a) un aumento en las actividades de mantenimiento, b) un aumento en los costos de tratamiento de agua y manejo de arena, c) un aumento en los costos de arrendamiento de equipo, y d) inflación.

Los gastos operativos del petróleo de Colombia aumentaron un 78% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, en comparación con el mismo período en 2023, principalmente debido a: a) el uso de instalaciones arrendadas a corto plazo durante enero y febrero de 2024, y b) inflación.

## Ganancias Operacionales Netas

\$/Mcf	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2024	2023	Cambio
<b>Gas Natural y GNL</b>			
Ingreso, neto de gasto de transporte <sup>(1)</sup>	\$ 6,60	\$ 5,13	29%
Regalías	(1,25)	(0,87)	44%
Gastos operativos <sup>(2)</sup>	(0,45)	(0,25)	80%
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 4,90</b>	<b>\$ 4,01</b>	<b>22%</b>

\$/bbl	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2024	2023	Cambio
<b>Petróleo de Colombia</b>			
Ingreso, neto de gasto de transporte <sup>(1)</sup>	\$ 30,67	\$ 40,96	(25%)
Regalías	(1,14)	(2,46)	(54%)
Gastos operativos <sup>(2)</sup>	(9,38)	(12,64)	(26%)
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 20,15</b>	<b>\$ 25,86</b>	<b>(22%)</b>

- (1) Remítase a la sección "Precios Promedios 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		
	2024	2023	Cambio
<b>Corporativa</b>			
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 37,25	\$ 29.45	26%
Regalías	(6,81)	(4.93)	38%
Gastos operativos	(2,93)	(1.64)	79%
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 27,51</b>	<b>\$ 22.88</b>	<b>20%</b>

## Gastos Generales y Administrativos

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2024	2023	Cambio
Costos brutos	\$ 9.666	\$ 9.210	5%
Menos: montos capitalizados	(1.535)	(2.014)	(24%)
<b>Gastos generales y administrativos</b>	<b>\$ 8.131</b>	<b>\$ 7.196</b>	<b>13%</b>
<b>\$/boe</b>	<b>\$ 3,22</b>	<b>\$ 2,41</b>	<b>34%</b>

Los costos brutos generales y administrativos (“G&A”) aumentaron un 5% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, en comparación con el mismo período en 2023, principalmente debido a la inflación.

## Gasto de Financiación Neto

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2024	2023	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	\$ 13.328	\$ 8.864	50%
Gastos (ingresos) de financiación netos distintos a efectivo	2.728	3.905	(30%)
<b>Gasto de financiación neto</b>	<b>\$ 16.056</b>	<b>\$ 12.769</b>	<b>26%</b>

El gasto de financiación neto aumentó un 26% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, en comparación con el mismo período en 2023, principalmente debido a un aumento en la deuda total y un aumento en las tasas de interés de referencia.

## Gasto por Remuneración Basada en Acciones

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2024	2023	Cambio
Gasto de unidades liquidadas en acciones	\$ 376	\$ 14	>999%
Gasto de unidades liquidadas en efectivo	(324)	1.577	n/a
<b>Remuneración basada en acciones</b>	<b>\$ 52</b>	<b>\$ 1.591</b>	<b>(97%)</b>

El gasto de unidades liquidadas en acciones está relacionado con opciones de compra de acciones, cuyo valor razonable se amortiza y gasta a lo largo de sus respectivos períodos de otorgamiento. Las opciones de compra de acciones se liquidan en acciones cuando se ejercen. El gasto de unidades liquidadas en acciones aumentó para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, en comparación con el mismo período en 2023, debido a nuevas opciones de compra de acciones otorgadas a los empleados.

El gasto de unidades liquidadas en efectivo está relacionado con 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]), cuyo valor razonable se amortiza y gasta a lo largo de sus respectivos períodos de otorgamiento, y se revalora en cada fecha de reporte con base en el precio de la acción de la Compañía. Se espera que las UAR, las PSU y las DSU sean liquidadas en efectivo. El gasto de unidades liquidadas en efectivo fue una recuperación para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, en comparación con un gasto para el mismo período en 2023, debido a una disminución del precio de la acción de Canacol.

## Gasto por Agotamiento y Depreciación

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2024	2023	Cambio
Gasto de agotamiento y depreciación	\$ 19.026	\$ 18.971	–%
\$/boe	\$ 7,54	\$ 6,36	19%

El gasto de agotamiento y depreciación por boe aumentó un 19% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, en comparación con el mismo período en 2023, como resultado de mayores gastos de capital de desarrollo en 2023 y una tasa de agotamiento más alta.

## Gasto de Impuesto sobre la Renta

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2024	2023
Gasto de impuesto sobre la renta corriente	\$ 17.183	\$ 26.292
Gasto (recuperación) de impuesto sobre la renta diferido	535	(17.423)
<b>Gasto (recuperación) de impuesto sobre la renta</b>	<b>\$ 17.718</b>	<b>\$ 8.869</b>

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 2024. Además, el ingreso gravable generado por el negocio relacionado con el petróleo crudo estuvo sujeto a una sobretasa adicional del 10%.

La disminución del 35% en el gasto de impuesto sobre la renta corriente para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, en comparación con el mismo período en 2023, se debe a la progresión en 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 operacionales del negocio y crear una estructura organizacional más eficiente y rentable (“Reestructuración Corporativa”).

A pesar de registrar un gasto de impuesto sobre la renta corriente de \$17,2 millones para el primer trimestre de 2024, la Compañía espera que el gasto de impuesto corriente anual de 2024 sea en total de aproximadamente \$35 millones.

## Pagos en Efectivo de Impuestos sobre la Renta

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2024	2023
Impuestos sobre la renta pagados	\$ 19.974	\$ 18.255

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, la Compañía pagó un impuesto sobre la renta de \$14,2 millones (2023 – \$14,8 millones) para el año gravable 2023. Además, la Compañía también pagó cuotas relacionadas con su gasto de impuesto sobre la renta de 2024 de \$5,8 millones (2023 - \$3,5 millones) durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, netas de \$0,8 millones de IVA pagado sobre ciertos gastos de capital elegibles que se aplicaron contra los impuestos por pagar de la Compañía.

## Gastos de Capital

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2024	2023
Tierra, sísmica, EIA y comunidades	\$ 3.014	\$ 3.796
Perforación, completamiento, prueba y acondicionamientos	28.213	22.628
Instalaciones, equipo e infraestructuras	6.868	5.352
Ducto de Medellín	(9)	2.403
Inventario de almacén, activos corporativos y otros	(3.685)	11.339
G&A capitalizados	1.535	2.014
Ingresos por disposición	(58)	(409)
<b>Gastos de capital netos en efectivo</b>	<b>35.878</b>	<b>47.123</b>
<i>Costos y ajustes distintos a efectivo:</i>		
Activos de derecho de uso arrendados	3.000	81
Disposición	51	380
Cambio en obligaciones de desmantelamiento y otros	(954)	8.692
<b>Gastos de capital netos</b>	<b>\$ 37.975</b>	<b>\$ 56.276</b>
Gastos de capital netos contabilizados como:		
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 12.965	\$ 11.598
Gastos en propiedades, planta y equipo	25.017	44.715
Disposición	(7)	(37)
<b>Gastos de capital netos</b>	<b>\$ 37.975</b>	<b>\$ 56.276</b>

Los gastos de capital netos para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024 están relacionados principalmente con:

- Perforación, completamiento y conexión del pozo de exploración Pomelo-1.
- Obras civiles y perforación del pozo de exploración Chontaduro-1.
- Perforación, completamiento y conexión del pozo de desarrollo Clarinete-10.
- Perforación, completamiento y conexión del pozo de desarrollo Nelson-16.
- Costos de traslado relacionados con pozos perforados en el cuatro trimestre de 2024 (Nelson-15, Pandereta-10, Aguas Vivas-4).
- Costos relacionados con instalaciones de compresión y acondicionamiento en los bloques Esperanza y VIM-5.
- Adquisición de sísmica 3D de Macao en el bloque VIM-5; y
- Costos de tierra, comunidades y otros 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.

## 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 febrero 17 de 2023, la Compañía suscribió una línea de crédito rotativo no garantizado preferencial de \$200 millones ("RCF" [por su sigla en inglés]) con un sindicato de bancos. La 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 RCF en cualquier momento dentro del plazo sin penalización. Todo monto no retirado está sujeto a una tasa de compromiso igual al 30% del margen de interés del 4,50% durante todo el período de disponibilidad. La RCF no está sujeta a redeterminaciones periódicas típicas. El monto utilizado y pendiente a marzo 31 de 2024 era de \$200 millones.

## Pactos Financieros

Los Títulos Preferenciales de la Compañía y su 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 Consolidada"), de 3,25:1,00 (incurrimiento) 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 Consolidada"), de 2,50:1,00.

A marzo 31 de 2023, la Compañía estaba en cumplimiento de los pactos.

	Marzo 31 de 2024	Diciembre 31 de 2023
Títulos Preferenciales – capital (5.75%)	\$ 500.000	\$ 500.000
RCF (SOFR + 4.5%) <sup>(1)</sup>	200.000	200.000
Obligaciones de arrendamiento	15.356	13.435
Deuda total	715.356	713.435
Déficit de capital de trabajo	11.201	10.028
<b>Deuda neta</b>	<b>\$ 726.557</b>	<b>\$ 723.463</b>

(1) La tasa SOFR para los tres meses terminados en marzo 31 de 2024 fue de 5.38%.

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

	Marzo 31 de 2024	Diciembre 31 de 2023
Deuda total	\$ 715.356	\$ 713.435
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo	(25.122)	(39.425)
Deuda neta para fines del pacto	\$ 690.234	\$ 674.010
EBITDAX ajustado	\$ 236.942	\$ 236.829
<b>Razón de Apalancamiento Consolidada</b>	<b>2,91</b>	<b>2,85</b>

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

	Marzo 31 de 2024	Diciembre 31 de 2023
EBITDAX ajustado	\$ 236.942	\$ 236.829
Gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo	\$ 50.902	\$ 46.852
<b>Razón de Cobertura de Interés Consolidada</b>	<b>4,65</b>	<b>5,05</b>

A mayo 8 de 2024, la Compañía tenía en circulación 34,1 millones de acciones ordinarias, 1,2 millones de opciones de compra de acciones, y 0,7 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 marzo 31 de 2024:

	Menos de 1 año		1-3 años		Más de 3 años		Total
Deuda de largo plazo - capital	\$	—	\$	—	\$	700.000	\$ 700.000
Obligaciones de arrendamiento - no descontadas		4.925		9.020		2.619	16.564
Cuentas por pagar, comerciales y otras		93.776		—		—	93.776
Impuestos por pagar		35.185		—		—	35.185
Otras obligaciones de largo plazo		—		6.961		—	6.961
Pasivo de remuneración de incentivo de largo plazo		623		758		—	1.381
Contratos de exploración y producción		6.404		50.362		1.763	58.529
Contratos operativos de estaciones de compresión		2.782		5.732		2.206	10.720
	\$	<b>143.695</b>	\$	<b>72.833</b>	\$	<b>706.588</b>	\$ <b>923.116</b>

### Cartas de Crédito

A marzo 31 de 2024, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$79,1 millones (\$87,5 millones a diciembre 31 de 2023) 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 2024 por \$58,5 millones y ha emitido \$37,9 millones del total de \$79,1 millones de garantías financieras relacionadas con ellos.

### Transacciones con Partes Relacionadas

La Compañía tenía una inversión en una sociedad anónima, Arrow Exploration Corp. ("Arrow"), de la cual dos miembros de la junta directiva eran también miembros claves de la administración de la Compañía. A marzo 31 de 2024, la Compañía tenía un total de 60.072.807 acciones ordinarias de Arrow, que es aproximadamente un 21,0% de participación en el capital de Arrow. En abril 26 de 2024, la Compañía vendió todas sus acciones ordinarias de Arrow a £0,185 por acción para un total de USD\$13,3 millones, netos de comisiones.

### Sostenibilidad

Según lo indicado en el Informe Integrado ESG [Ambiental, Social y de Gobierno por su sigla en inglés] de 2022, Canacol actualmente es líder en la producción de gas natural sostenible en las Américas, con emisiones de Alcance 1 y 2 de GHG [sigla en inglés de Gases de Efecto Invernadero] que son en promedio un 80% más bajas que las de sus pares productores de petróleo y un 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 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 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, con las cuales pretende lograr cero emisiones de metano para 2026, reducir las emisiones de Alcance 1 y 2 en un 50% para 2035, y lograr la neutralidad de carbono para 2050. 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 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, 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.

La Compañía está comprometida con continuar desarrollando y manteniendo una estrategia ESG robusta 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 su gente: tener un impacto positivo en las personas y demostrar el compromiso de Canacol con mejorar el bienestar, la prosperidad, la salud y la seguridad de sus empleados, contratistas y las comunidades a las cuales sirve.
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.

## PERSPECTIVA

El plan a largo plazo de la Compañía está enfocado en: a) mantener y hacer crecer la base de reservas de Canacol y la producción de sus activos principales en la Cuenca del Valle del Bajo Magdalena ("LMV" [por su sigla en inglés]), apuntando al uso completo de la infraestructura de transporte existente; b) explorar oportunidades de exploración de alto impacto en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio ("MMV" [por su sigla en inglés]); c) entrada estratégica en el mercado de gas en Bolivia, y d) continuar el desarrollo y la mejora en el área ESG [Ambiental, Social y de Gobierno, por su sigla en inglés].

Para 2024, la Compañía sigue enfocada en los siguientes objetivos:

1) En línea con el mantenimiento y el crecimiento de las reservas y la producción de Canacol en sus principales activos de gas en el LMV, la Compañía está ejecutando programas integrales de desarrollo y exploración. La Compañía tiene como objetivo optimizar su producción y aumentar las reservas mediante la perforación de hasta cinco pozos de desarrollo, la instalación de nuevas instalaciones de compresión y tratamiento, y operaciones de reacondicionamiento de pozos productivos en campos de gas claves de la Compañía. La Compañía ha completado la perforación de dos pozos de exploración exitosos, Pomelo-1 y Chondaturo-1, y dos pozos de desarrollo exitosos, Clarinete-10 y Chontaduro-2. El pozo Chontaduro-2 fue recientemente completado y sometido a pruebas a 12 MMcfpd, y actualmente está produciendo hacia la planta de tratamiento de gas de Jobo. Mediante las actividades mencionadas, la Compañía logró estabilizar sus ventas de gas a una tasa promedio de 150 MMcfpd durante el primer trimestre de 2024, y elevó las ventas de gas a aproximadamente 169 MMcfpd a finales de abril de 2024. La Compañía espera perforar el pozo de exploración de mayor impacto Cardomomo-1 a mediados del verano de 2024. Estas actividades de desarrollo y exploración están planeadas para respaldar la sólida generación de EBITDA de Canacol y permitir a la Compañía aprovechar la fuerte dinámica del mercado en 2024.

2) Mantener un bajo costo de capital, liquidez de caja y flexibilidad de balance para invertir a largo plazo. En un año en que espera una dinámica del mercado de gas altamente favorable, la Compañía está priorizando tácticamente las inversiones en el LMV y, por lo tanto, ha decidido posponer hasta 2025 la perforación del pozo de exploración Pola-1 situado en el MMV. En abril 26 de 2024, la Compañía vendió su inversión no esencial en Arrow por ingresos brutos de \$13,8 millones para añadir liquidez adicional.

3) Bolivia: lograr la aprobación por parte del gobierno de un cuarto contrato de E&P que cubre la reactivación de un campo de gas existente, para iniciar operaciones de desarrollo con miras a agregar reservas y producción y comenzar las ventas de gas en 2025.

4) Continuar con el compromiso de la Compañía con su estrategia ambiental, social y de gobierno.

## RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

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

	2024	2023				2022			
	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	
<b>Financieros</b>									
Ingresos totales, netos de regalías y gasto de transporte <sup>(1)</sup>	<b>77.691</b>	79.718	76.618	74.605	73.913	67.956	70.133	70.256	
Fondos ajustados provenientes de las operaciones <sup>(1)</sup>	<b>42.226</b>	30.958	48.950	33.686	32.693	(16.977)	38.715	39.086	
Por acción – básicos (\$) <sup>(1)</sup>	<b>1,24</b>	0,91	1,44	0,99	0,96	(0,50)	1,15	1,15	
Por acción – diluidos (\$) <sup>(1)</sup>	<b>1,24</b>	0,91	1,44	0,99	0,96	(0,50)	1,15	1,15	
Flujos de caja aportados (usados) por actividades operativas	<b>54.719</b>	22.571	66.212	(24.413)	30.969	50.034	61.994	35.338	
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	<b>3.654</b>	29.897	(524)	39.990	16.874	133.722	(4.463)	(6.404)	
Por acción – básica (\$)	<b>0,11</b>	0,88	(0,02)	1,17	0,49	3,92	(0,15)	(0,20)	
Por acción – diluida (\$)	<b>0,11</b>	0,88	(0,02)	1,17	0,49	3,92	(0,15)	(0,20)	
EBITDAX ajustado <sup>(1)</sup>	<b>61.041</b>	53.144	62.103	60.654	60.928	52.003	56.015	55.208	
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	<b>34.111</b>	34.111	34.111	34.111	34.111	34.113	34.157	34.118	
Promedio ponderado de acciones en circulación - diluido	<b>34.111</b>	34.111	34.111	34.111	34.111	34.113	34.157	34.118	
Gastos de capital en efectivo netos <sup>(1)</sup>	<b>35.878</b>	72.246	43.830	51.985	47.123	50.382	45.742	42.686	
<b>Operaciones</b>									
Producción									
Gas natural y GNL (Mcfpd)	<b>154.043</b>	168.127	181.028	187.687	188.384	177.985	186.695	190.559	
Petróleo de Colombia (bopd)	<b>1.405</b>	627	531	527	565	546	544	571	
Total (boepd)	<b>28.430</b>	30.123	32.290	33.455	32.615	31.771	33.298	34.002	
Ventas contractuales realizadas									
Gas natural y GNL (Mcfpd)	<b>150.421</b>	164.840	178.188	184.752	185.624	175.580	184.163	187.963	
Petróleo de Colombia (bopd)	<b>1.389</b>	590	511	523	587	541	558	565	
Total (boepd)	<b>27.779</b>	29.509	31.772	32.936	33.153	31.345	32.867	33.541	
Ganancias operacionales netas <sup>(1)</sup>									
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	<b>4,90</b>	4,39	4,14	3,94	4,01	3,73	3,73	3,66	
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	<b>20,15</b>	13,29	25,99	18,57	25,86	22,81	27,48	27,49	
Corporativas (\$/boe)	<b>27,51</b>	24,82	23,62	22,36	22,88	21,27	21,31	21,02	

(1) Medida que no está en las NIIF. Ver la sección "Medidas Que No Están en las NIIF" en este MD&A.

## RIESGOS E INCERTIDUMBRES

No ha habido cambios significativos en los tres meses terminados en marzo 31 de 2024 para los riesgos e incertidumbres según están identificados en el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2023. 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 2023, 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 2024. 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 en virtud del 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 de conformidad con las Normas Contables NIIF.

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2024, 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 a 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 metas fijadas en todas las condiciones potenciales futuras. Así, debido a las limitaciones inherentes a 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.