

# CANACOL ENERGY LTD.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN  
TRES Y SEIS MESES TERMINADOS EN JUNIO 30 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 junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Ingresos totales, netos de regalías y gasto de transporte <sup>(1)</sup>	88,288	74,605	18%	165,979	148,518	12%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones <sup>(1)</sup>	57,121	33,686	70%	99,347	66,379	50%
Por acción – básicos (\$) <sup>(1)</sup>	1.67	0.99	69%	2.91	1.95	49%
Por acción – diluidos (\$) <sup>(1)</sup>	1.67	0.99	69%	2.91	1.95	49%
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	(21,298)	39,990	n/a	(17,644)	56,864	n/a
Por acción – básica (\$)	(0.62)	1.17	n/a	(0.52)	1.67	n/a
Por acción – diluida (\$)	(0.62)	1.17	n/a	(0.52)	1.67	n/a
Flujos de caja aportados por actividades operativas	49,202	(24,413)	n/a	103,921	6,556	1485%
Por acción – básicos (\$) <sup>(1)</sup>	1.44	(0.72)	n/a	3.05	0.19	1505%
Por acción – diluidos (\$) <sup>(1)</sup>	1.44	(0.72)	n/a	3.05	0.19	1505%
EBITDAX ajustado <sup>(1)</sup>	73,187	60,654	21%	134,228	121,582	10%
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	34,111	34,111	—%	34,111	34,111	—%
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido	34,111	34,111	—%	34,111	34,111	—%
Gastos de capital en efectivo, netos <sup>(1)</sup>	33,853	51,985	(35%)	69,731	99,108	(30%)
				Junio 30 de 2024	Diciembre 31 de 2023	Variación
Efectivo y equivalentes de efectivo				42,596	39,425	8%
Superávit (déficit) de capital de trabajo				514	(10,028)	n/a
Deuda total				714,286	713,435	—%
Activos totales				1,197,466	1,233,428	(3%)
Acciones ordinarias, final del período (000)				34,111	34,111	—%
Operativos	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Producción						
Gas natural y GNL (Mcfpd)	162,652	187,687	(13%)	158,348	188,033	(16%)
Petróleo de Colombia (bopd)	1,700	527	223%	1,552	546	184%
Total (boepd)	30,235	33,455	(10%)	29,332	33,534	(13%)
Ventas contractuales realizadas						
Gas natural y GNL (Mcfpd)	158,541	184,752	(14%)	154,481	185,185	(17%)
Petróleo de Colombia (bopd)	1,681	523	221%	1,535	555	177%
Total (boepd)	29,495	32,936	(10%)	28,637	33,044	(13%)
Ganancias operacionales netas <sup>(1)</sup>						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	5.34	3.94	36%	5.12	3.97	29%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	21.98	18.57	18%	21.14	22.39	(6%)
Corporativas (\$/boe)	29.95	22.36	34%	28.77	22.61	27%

(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 – 9<sup>th</sup> Avenue SW, Calgary, Alberta, T2P 1K3, Canadá. Las acciones de la Compañía se negocian en la Bolsa de Valores de Toronto (la “TSX”) bajo el símbolo CNE, la OTCQX en Estados Unidos de América bajo el símbolo CNNEF, la Bolsa de Valores de Colombia bajo el símbolo CNEC y la Bolsa Mexicana de Valores bajo el símbolo CNEN.

### Advertencia

El siguiente informe de discusión y análisis de la administración (“MD&A”) tiene fecha agosto 6 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 y seis meses terminados en junio 30 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, así como los estados financieros consolidados auditados y el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2023. Los estados financieros fueron preparados por la administración de acuerdo con las Normas Contables NIIF, 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, incluido el Formulario de Información Anual, en SEDAR+ en [www.sedar.ca](http://www.sedar.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, incluidos, sin limitación, los planteamientos relacionados con la situación financiera, la estrategia del negocio y las tasas de producción a futuro, así como los planes y objetivos de la Compañía o en los cuales ella está involucrada. Por su naturaleza, los planteamientos de proyecciones a futuro están sujetos a numerosos riesgos e incertidumbres, algunos de los cuales están por fuera del control de la Compañía, como el impacto de las condiciones económicas generales, las condiciones de la industria, la regulación del gobierno, la volatilidad de los precios de productos básicos, las fluctuaciones de las monedas, la imprecisión de los estimados de reservas, los riesgos ambientales, la competencia de otros participantes en la industria, la falta de disponibilidad de personal calificado o de equipo administrativo, la volatilidad del mercado accionario y la habilidad para acceder a capital suficiente proveniente de fuentes internas y externas. Particularmente en relación con los comentarios de proyecciones a futuro en este MD&A, a los lectores se les advierte que no hay seguridad sobre que la Compañía terminará a tiempo sus principales proyectos planeados, o que resultará producción de gas natural y petróleo de tales proyectos principales, o que se obtendrán contratos adicionales de ventas de gas natural, o que las regalías calculadas con base en hidrocarburos continuarán siendo consistentes, o que las regalías continuarán siendo aplicadas sobre la base de una escala móvil en la medida en que la producción aumente en cualquier bloque, o que el fenómeno de El Niño creará una demanda superior a la normal de ventas de gas natural, o que no habrá sanciones por la terminación del contrato de venta 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, si alguno de ellos llega a ocurrir, qué beneficios reportará a la Compañía.

Además de la información histórica, este MD&A contiene planteamientos de proyecciones a futuro que son generalmente identificables como cualquier planteamiento que exprese o que involucre discusiones en relación con expectativas, creencias, planes, objetivos, supuestos o eventos de desempeño futuro (con frecuencia, aunque *no siempre, mediante el uso de palabras o frases tales como “probablemente tendrá como resultado”, “esperado”, “se anticipa”, “cree”, “estimado”, “pretende”, “planea”, “proyección” y “perspectiva”*). Estos planteamientos no son hechos históricos. Pueden ser proyecciones a futuro y contener estimados, supuestos e incertidumbres que pueden hacer que los resultados o consecuencias reales difieran sustancialmente de los expresados en tales planteamientos. Los resultados reales logrados durante el período proyectado variarán con respecto a la información suministrada aquí como resultado de numerosos riesgos e incertidumbres conocidos y desconocidos y otros factores. Tales factores incluyen, sin que se limiten a ellos, las condiciones generales económicas, de mercado y del negocio; las fluctuaciones en los precios de gas natural, GNL y petróleo; los resultados de las actividades de perforación de exploración y desarrollo y las actividades relacionadas; las fluctuaciones de las tasas de cambio de monedas extranjeras; la incertidumbre de los estimados de reservas; los cambios en regulaciones ambientales y otras normas; y los riesgos asociados con las operaciones de gas natural y petróleo, varios de los cuales están más allá del control de la Compañía y están sujetos a un 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 escritos u orales, atribuibles a la Compañía o a personas que actúen a nombre de la Compañía, les son aplicables en su integridad estas declaraciones de advertencia.

Se advierte además a los lectores que no deben confiar indebidamente en información o planteamientos con proyecciones a futuro.

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

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

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

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2024	2023	2024	2023
Flujos de caja aportados (usados) por actividades operativas	\$ 49,202	\$ (24,413)	\$103,921	\$ 6,556
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	7,733	58,099	(5,461)	59,606
Liquidación de obligaciones de desmantelamiento	186	—	887	217
<b>Fondos ajustados provenientes de las operaciones</b>	<b>\$ 57,121</b>	<b>\$ 33,686</b>	<b>\$ 99,347</b>	<b>\$ 66,379</b>

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

	2023		2024		Período total
	Trimestre 3	Trimestre 4	Trimestre 1	Trimestre 2	
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	\$ (524)	\$ 29,897	\$ 3,654	\$ (21,298)	\$ 11,729
(+) Gasto de interés	12,001	12,998	13,721	14,270	52,990
(+) Gasto de impuesto de renta (recuperación)	(5,596)	(14,076)	17,718	53,789	51,835
(+) Agotamiento y depreciación	17,619	20,086	19,026	19,433	76,164
(+) Deterioro de activos de larga vida	32,604	2,750	—	—	35,354
(+) Costos previos a la licencia	270	327	189	185	971
(+) Pérdida (ganancia) en diferencia en cambio no realizada	1,354	(2,316)	561	(550)	(951)
(+/-) Otros ítems distintos a efectivo o no recurrentes	4,375	3,478	6,172	7,358	21,383
<b>EBITDAX ajustado</b>	<b>\$ 62,103</b>	<b>\$ 53,144</b>	<b>\$ 61,041</b>	<b>\$ 73,187</b>	<b>\$ 249,475</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 ingreso, neto de gasto de transporte, menos regalías, menos gastos operacionales, calculado por unidad de volúmenes de ventas.

La ganancia operacional neta es una medida importante al evaluar el desempeño operacional pues demuestra la rentabilidad relativa a los precios corrientes de productos básicos.

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

*En este MD&A se utiliza la expresión “boe”. El boe puede ser engañoso, en particular si se usa aisladamente. La razón de conversión de boe de pies cúbicos de gas natural a barriles de petróleo equivalente se basa en un método de conversión de equivalencia de energía principalmente aplicable en el quemador y no representa una equivalencia de valor en boca de pozo. En este MD&A el boe se expresa usando el estándar de conversión colombiano de 5.7 Mcf: 1 bbl requerido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Los volúmenes de gas natural y GNL por día se expresan en miles de pies cúbicos por día (“Mcfpd”) o millones de pies cúbicos por día (“MMcfpd”) a lo largo de este MD&A.*

## Aspectos Financieros y Operativos Destacados para los Tres Meses Terminados en Junio 30 de 2024

- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones aumentaron un 70% a \$57.1 millones para los tres meses terminados en junio 30 de 2024, en comparación con \$33.7 millones para el mismo período en 2023, principalmente por un aumento del EBITDAX combinado con una disminución del gasto de impuesto de renta corriente.
- El EBITDAX ajustado aumentó un 21% a \$73.2 millones para los tres meses terminados en junio 30 de 2024, en comparación con \$60.7 millones para el mismo período en 2023. El aumento se debe principalmente a un incremento de la ganancia operacional neta de gas natural y gas natural licuado (“GNL”), compensado por una disminución del volumen de ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL.
- La ganancia operacional neta por gas natural y GNL de la Compañía aumentó un 36% a \$5.34 por Mcf para los tres meses terminados en junio 30 de 2024, en comparación con \$3.94 por Mcf para el mismo período en 2023. El aumento se debe principalmente a un incremento de los precios promedios de ventas, netos de gastos de transporte, compensado por un aumento de los gastos operativos y las regalías.
- Los ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte, para los tres meses terminados en junio 30 de 2024, aumentaron un 18% a \$88.3 millones, en comparación con \$74.6 millones para el mismo período en 2023, principalmente por un mayor precio promedio de venta de gas natural, neto de gastos de transporte, de \$6.84 por Mcf para los tres meses terminados en junio 30 de 2024, en comparación con \$5.13 por Mcf para el mismo período en 2023, compensado por una disminución del volumen de ventas realizadas de gas natural y GNL.
- El volumen de ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL disminuyó un 14% a 158.5 MMcfpd para los tres meses terminados en junio 30 de 2024, en comparación con 184.8 MMcfpd para el mismo período en 2023. La disminución se debe principalmente a la reducción de la capacidad de producción de la Compañía que comenzó durante el tercer trimestre de 2023 (ver la sección “Resultados de las Operaciones”).
- La Compañía realizó una pérdida neta de \$21.3 millones para los tres meses terminados en junio 30 de 2024, en comparación con un ingreso neto de \$40.0 millones para el mismo período en 2023. La disminución del ingreso neto para los tres meses terminados en junio 30 de 2024 es el resultado del reconocimiento de un gasto de impuesto de renta diferido no en efectivo de \$42.6 millones para el segundo trimestre de 2024, en comparación con una recuperación de impuesto de renta diferido no en efectivo de \$38.9 millones en 2023. El gasto de impuesto de renta diferido no en efectivo de \$42.6 millones se debe a una devaluación del peso colombiano del 8%.
- Los gastos de capital en efectivo netos para los tres meses terminados en junio 30 de 2024 fueron de \$33.9 millones en comparación con \$52.0 millones para el mismo período en 2023. La disminución se debe principalmente a la reducción del gasto en inventario de bodega y costos de perforación.
- A junio 30 de 2024, la Compañía tenía \$42.6 millones en efectivo y equivalentes a efectivo y \$0.5 millones en superávit de capital de trabajo.

## Resultados de las Operaciones

Para los tres meses terminados en junio 30 de 2024, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de los bloques Esperanza, VIM-5 y VIM-21 ubicados 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 menor al uno por ciento de la producción total de gas natural y GNL y, por lo tanto, los resultados han sido combinados como “Gas natural y GNL”.

Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2024, la Compañía completó la adquisición del programa sísmico Macao 3D.

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 depósito primario de arenisca Ciénaga de Oro (“CDO”), y fue probado a una tasa de hasta 12 MMcfpd. El pozo de exploración Chontaduro-1 fue conectado y actualmente está produciendo para la instalación de tratamiento de gas 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 del depósito primario de arenisca CDO, y fue probado a una tasa de hasta 12 MMcfpd. El pozo Chontaduro-2 fue conectado y actualmente está produciendo para la instalación de tratamiento de gas Jobo.

### Promedio Diario de Volúmenes de Producción y Ventas Contractuales Realizadas

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

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
<b>Gas Natural y GNL (Mcfpd)</b>						
Producción de gas natural y GNL	<b>162,652</b>	187,687	(13%)	<b>158,348</b>	188,033	(16%)
Consumo de campo	<b>(4,111)</b>	(3,004)	37%	<b>(3,997)</b>	(2,939)	36%
Ventas de gas natural y GNL	<b>158,541</b>	184,683	(14%)	<b>154,351</b>	185,094	(17%)
Volúmenes en firme (2)	—	69	(100%)	<b>130</b>	91	43%
<b>Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL</b>	<b>158,541</b>	184,752	(14%)	<b>154,481</b>	185,185	(17%)
<b>Petróleo de Colombia (bopd)</b>						
Producción de petróleo crudo	<b>1,700</b>	527	223%	<b>1,552</b>	546	184%
Movimientos de inventario y otros	<b>(19)</b>	(4)	375%	<b>(17)</b>	9	(289%)
<b>Ventas de petróleo de Colombia</b>	<b>1,681</b>	523	221%	<b>1,535</b>	555	177%
<b>Corporativas (boepd)</b>						
Producción de gas natural y GNL	<b>82,535</b>	32,928	(13%)	<b>27,780</b>	32,988	(16%)
Producción de petróleo de Colombia	<b>1,700</b>	527	223%	<b>1,552</b>	546	184%
Producción total	<b>30,235</b>	33,455	(10%)	<b>29,332</b>	33,534	(13%)
Consumo de campo e inventario	<b>(740)</b>	(531)	39%	<b>(718)</b>	(506)	42%
Ventas corporativas totales	<b>29,495</b>	32,924	(10%)	<b>28,614</b>	33,028	(13%)
Volúmenes en firme (2)	—	12	(100%)	<b>23</b>	16	44%
<b>Ventas contractuales realizadas totales</b>	<b>29,495</b>	32,936	(10%)	<b>28,637</b>	33,044	(13%)

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

- 1) Ventas de gas natural y GNL: Representan la producción de gas natural y GNL menos una cantidad normalmente pequeña de volumen de gas que es consumida a nivel de campo.
- 2) Ingreso en firme: Representa la porción de nominaciones de ventas de gas natural y GNL por parte de compradores de la Compañía que no se entregan debido a la incapacidad del comprador de aceptar tal gas natural, y para las cuales los compradores no tienen recurso o derecho legal de entrega en una fecha posterior. En esa medida, se registran como ingreso en el período; y

- 3) Nominaciones de gas natural y GNL no entregadas: Representan la porción de nominaciones de ventas de gas natural y GNL no entregadas para las cuales los compradores tienen derecho legal de que se les haga entrega en una fecha posterior, por un período fijo de tiempo (“derechos de compensación”). Estas nominaciones son pagadas en el momento, junto con las ventas de gas natural y GNL y el ingreso en firme, y en esa medida se incluyen en ingreso diferido del período. La Compañía reconoce los ingresos asociados con tales derechos de compensación (“liquidaciones”) en la fecha más pronta entre: a) la entrega del volumen de compensación; b) la expiración del derecho de compensación; y c) la determinación de que es remota la probabilidad de uso del derecho de compensación por el comprador.

Las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2024 promediaron 158.5 y 154.5 MMcfpd, respectivamente. Las ventas contractuales realizadas se definen como gas natural y GNL producidos y vendidos más el ingreso recibido por contratos en firme nominados sin entrega real de gas natural o GNL y la expiración de los derechos de los clientes de tomar las entregas.

La disminución de 14% y 17% en las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL para los tres meses y seis meses terminados en junio 30 de 2024, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2023, respectivamente, se debe a las restricciones de la capacidad de producción que comenzaron en agosto de 2023 como resultado de problemas en la instalación de tratamiento de gas Jobo, así como algunos de sus pozos productivos, La capacidad de producción de la Compañía está gradualmente recuperándose como resultado de a) la modificación de la planta realizada en Jobo durante diciembre de 2023 y b) recientes éxitos de desarrollo y exploración en los bloques VIM-5 y VIM-21.

El aumento de 221% y 177% en las ventas de petróleo de Colombia para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2024, respectivamente, en comparación con los mismos períodos de 2023, respectivamente, se debe a la reactivación del pozo RH-12 durante los seis meses terminados en junio 30 de 2024. El pozo RH-12 reinició producción a finales de enero de 2024 y ha estado produciendo aproximadamente a 1,200 bopd.

### Ingresos, Netos de Regalías y Gastos de Transporte

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
<b>Gas Natural y GNL</b>						
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 105,018	\$ 89,216	18%	\$ 200,838	\$ 177,154	13%
Gastos de transporte	(6,271)	(3,059)	105%	(11,964)	(5,349)	124%
Ingresos, netos de gastos de transporte	98,747	86,157	15%	188,874	171,805	10%
Regalías	(15,773)	(14,178)	11%	(32,804)	(28,757)	14%
<b>Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte</b>	<b>\$ 82,974</b>	<b>\$ 71,979</b>	<b>15%</b>	<b>\$ 156,070</b>	<b>\$ 143,048</b>	<b>9%</b>
<b>Petróleo de Colombia</b>						
Ingresos de petróleo crudo	\$ 4,671	\$ 1,944	140%	\$ 8,566	\$ 4,136	107%
Gastos de transporte	(12)	(14)	14%	(30)	(42)	(29%)
Ingresos, netos de gastos de transporte	4,659	1,930	141%	8,536	4,094	109%
Regalías	(126)	(110)	15%	(270)	(240)	13%
<b>Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte</b>	<b>\$4,533</b>	<b>\$1,820</b>	<b>149%</b>	<b>\$8,266</b>	<b>\$3,854</b>	<b>114%</b>
<b>Corporativos</b>						
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 105,018	\$ 89,216	18%	\$ 200,838	\$ 177,154	13%
Ingresos de petróleo crudo	4,671	1,944	140%	8,566	4,136	107%
Ingresos totales	109,689	91,160	20%	209,404	181,290	16%
Regalías	(15,899)	(14,288)	11%	(33,074)	(28,997)	14%
Ingresos de producción de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías	93,790	76,872	22%	176,330	152,293	16%
Ingreso en espera por generación de energía	781	764	2%	1,534	1,513	1%
Ingreso de gas natural en firme	—	42	(100%)	109	103	6%
Ingresos totales, netos de regalías, según lo reportado	94,571	77,678	22%	177,973	153,909	16%
Gastos de transporte	(6,283)	(3,073)	104%	(11,994)	(5,391)	122%
<b>Ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte</b>	<b>\$ 88,288</b>	<b>\$ 74,605</b>	<b>18%</b>	<b>\$ 165,979</b>	<b>\$ 148,518</b>	<b>12%</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 y seis meses terminados en junio 30 de 2024, aumentaron un 15% y un 10% a \$98.7 millones y \$188.9 millones, respectivamente, en comparación con \$86.2 millones y \$171.8 millones para los mismos períodos en 2023, respectivamente, debido a un incremento del precio de venta promedio, 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 y seis meses terminados en junio 30 de 2024, aumentaron un 141% y un 109%, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2023, respectivamente, principalmente debido a un incremento del volumen de ventas como resultado de la reactivación del pozo RH-12.

Durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2024, la Compañía obtuvo ingresos en espera por generación de energía de \$0.8 millones y \$1.5 millones, respectivamente, por su compromiso de suministrar gas natural a una planta 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 es realmente entregado.

A junio 30 de 2024, la Compañía tenía ingresos diferidos de \$16.5 millones, relacionados con nominaciones de ventas de gas natural y GNL no entregadas que se pagaron o se registraron en cuentas por cobrar, para las cuales los compradores tienen el derecho legal de recibir la entrega en una fecha posterior, momento en el cual se reconocerán como ingreso. Si los compradores no aceptan la entrega dentro del período asignado, la Compañía reconocerá las nominaciones correspondientes como ingreso en firme según lo explicado en la página 6 de este MD&A.

## Gastos de Transporte de Gas Natural

La Compañía vende su gas natural en la puerta de su planta de gas de Jobo (de modo que el comprador asume los gastos de transporte y, en esa medida, Canacol no reconoce un gasto de transporte), o bien entrega su gas natural en las sedes de los compradores (de modo que Canacol paga y reconoce los gastos de transporte directamente). En el último caso, los gastos de transporte de la Compañía con respecto a tales contratos son compensados con precios de venta brutos más altos, lo cual resulta en precios promedios de venta realizados (netos de transporte) consistentes con el precio realizado de la Compañía en que el comprador incurre en el gasto de transporte. La mezcla de estos dos tipos de opciones de entrega varía de un contrato a otro y de un trimestre a otro, por lo cual la Compañía se refiere a un precio de venta realizado neto promedio, que en cualquier caso es neto de cualquier costo de transporte, independientemente de cuál parte incurre en el gasto del transporte. Los gastos de transporte de gas natural aumentaron un 105% y un 124% para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2024, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2023, respectivamente, debido al incremento en las ventas de gas natural sujetas a gastos de transporte, según lo descrito anteriormente.

## Regalías de Gas Natural

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
<b>Gas Natural</b>						
Regalías de Esperanza	\$ 1,023	\$ 1,165	(12%)	\$ 1,819	\$ 2,179	(17%)
Regalías de VIM-5	11,644	10,670	9%	26,496	22,661	17%
Regalías de VIM-21	3,106	2,343	33%	4,489	3,917	15%
<b>Gasto de Regalías</b>	<b>\$ 15,773</b>	<b>\$ 14,178</b>	<b>11%</b>	<b>\$ 32,804</b>	<b>\$ 28,757</b>	<b>14%</b>
<b>Tasas de Regalías de Gas Natural</b>						
Esperanza	8.6%	9.2%	(7%)	8.8%	8.9%	(1%)
VIM-5	22.0%	22.1%	—%	22.3%	21.4%	4%
VIM-21	9.4%	9.6%	(2%)	9.5%	9.9%	(4%)

<b>Tasa de Regalía de Gas Natural</b>	<b>16.0%</b>	16.5%	(3%)	<b>17.4%</b>	16.7%	4%
---------------------------------------	--------------	-------	------	--------------	-------	----

Las regalías de gas natural de la Compañía generalmente son a una tasa de 6.4%, hasta que la producción neta del campo alcanza los 5,000 boepd, punto en el cual las tasas de regalías aumentan en una escala gradual hasta una tasa máxima del 20% con una producción del campo de 600.000 boepd. La producción de gas natural de Esperanza y VIM-5 de la Compañía está sujeta a una regalía especial adicional de 2% a 4%. La producción de gas natural de la Compañía en VIM-5 y VIM-21 está sujeta a un factor x de regalía adicional a tasas de 13% y 3%, respectivamente.

La tasa de regalía de gas natural disminuyó a 16.0% para los tres meses terminados en junio 30 de 2024, en comparación con 16.5% para el mismo período en 2023, principalmente debido a una menor producción en el bloque Esperanza. La tasa de regalía de gas natural aumentó a 17.4% para los seis meses terminados en junio 30 de 2024, en comparación con 16.7% 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 Realizados de Venta, Netos de Transporte

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
<b>Precios Promedios de Referencia</b>						
Henry Hub (\$/MMBtu)	\$ 2.81	\$ 2.48	13%	\$ 2.28	\$ 2.45	(7%)
Alberta Energy Company ("AECO") (\$/MMBtu)	\$ 0.58	\$ 1.44	(60%)	\$ 0.94	\$ 1.75	(46%)
Brent (\$/bbl)	\$ 83.00	\$ 74.98	11%	\$ 83.84	\$ 77.10	9%
<b>Precios Promedios de Venta, Netos de Transporte</b>						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 6.84	\$ 5.13	33%	\$ 6.72	\$ 5.13	31%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 30.46	\$ 40.55	(25%)	\$ 30.55	\$ 40.75	(25%)
<b>Promedio corporativo (\$/boe)</b>	<b>\$ 38.53</b>	<b>\$ 29.40</b>	<b>31%</b>	<b>\$ 37.91</b>	<b>\$ 29.42</b>	<b>29%</b>

Los precios de venta de los contratos de venta de gas natural de la Compañía son en su mayor parte fijos, con una parte de su cartera vendida en el mercado al contado (interrumpible). Los gastos de transporte de la Compañía asociados a las ventas al contado son normalmente compensados por precios de venta brutos más altos, resultando en precios de venta realizados, netos de transporte, que son consistentes con los contratos de precio fijo de la Compañía.

Los precios promedios de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, aumentaron un 33% y un 31% a \$6.84 por Mcf y \$6.72 por Mcf, respectivamente, para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2024, en comparación con \$5.13 por Mcf para los mismos períodos en 2023. El aumento de los precios promedios de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2024, se debe a a) un aumento del 19% del precio de venta promedio de contratos en firme a largo plazo con precio fijo a \$6.04 por Mcf para los seis meses terminados en junio 30 de 2024, en comparación con \$5.09 por Mcf para el mismo período en 2023, y b) el aumento de los precios interrumpibles como consecuencia del fenómeno de El Niño.

La disminución del 25% en los precios promedios de petróleo crudo para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2024, en comparación con los mismos períodos en 2023, se debe principalmente a una mayor parte de la producción total de petróleo vendida conforme a acuerdo de tarifa.

## Gastos Operativos

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Gas natural y GNL	\$ 5,955	\$ 5,862	2%	\$ 12,169	\$ 10,098	21%
Petróleo de Colombia	1,172	936	25%	2,358	1,604	47%
<b>Gastos operativos totales</b>	<b>\$ 7,127</b>	<b>\$ 6,798</b>	<b>5%</b>	<b>\$ 14,527</b>	<b>\$ 11,702</b>	<b>24%</b>
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 0.41	\$ 0.35	17%	\$ 0.43	\$ 0.30	43%

Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 7.66	\$ 19.67	(61%)	\$ 8.44	\$ 15.97	(47%)
<b>Corporativos (\$/boe)</b>	<b>\$ 2.66</b>	<b>\$ 2.27</b>	<b>17%</b>	<b>\$ 2.79</b>	<b>\$ 1.96</b>	<b>42%</b>

Los gastos operativos de gas natural y GNL aumentaron un 2% y un 21% a \$6.0 millones y \$12.2 millones para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2024, respectivamente, en comparación con \$5.9 millones y \$10.1 millones para los mismos períodos en 2023, respectivamente. El aumento de los gastos operativos de gas natural y GNL para los seis meses terminados en junio 30 de 2024 se debe a la combinación de a) aumento en las actividades de mantenimiento, b) aumento en los costos de tratamiento de agua y manejo de arena, c) aumento en costos de arrendamiento de equipos, y d) inflación.

Los gastos operativos del petróleo de Colombia aumentaron un 25% y un 47% para los tres meses y seis terminados en junio 30 de 2024, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2023, respectivamente, principalmente debido a a) el uso de instalaciones arrendadas a corto plazo durante enero y febrero de 2024 y b) la inflación.

## Ganancias Operacionales Netas

\$/Mcf	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
<b>Gas Natural y GNL</b>						
Ingreso, neto de gastos de transporte <sup>(1)</sup>	\$ 6.84	\$ 5.13	33%	\$ 6.72	\$ 5.13	31%
Regalías	(1.09)	(0.84)	30%	(1.17)	(0.86)	36%
Gastos operativos <sup>(2)</sup>	(0.41)	(0.35)	17%	(0.43)	(0.30)	43%
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 5.34</b>	<b>\$ 3.94</b>	<b>36%</b>	<b>\$ 5.12</b>	<b>\$ 3.97</b>	<b>29%</b>

\$/bbl	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
<b>Petróleo de Colombia</b>						
Ingreso, neto de gastos de transporte <sup>(1)</sup>	\$ 30.46	\$ 40.55	(25%)	\$ 30.55	\$ 40.75	(25%)
Regalías	(0.82)	(2.31)	(65%)	(0.97)	(2.39)	(59%)
Gastos operativos <sup>(2)</sup>	(7.66)	(19.67)	(61%)	(8.44)	(15.97)	(47%)
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 21.98</b>	<b>\$ 18.57</b>	<b>18%</b>	<b>\$ 21.14</b>	<b>\$ 22.39</b>	<b>(6%)</b>

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

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

\$/boe	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
<b>Corporativas</b>						
Ingreso, neto de gastos de transporte	\$ 38.53	\$ 29.40	31%	\$ 37.91	\$ 29.42	29%
Regalías	(5.92)	(4.77)	24%	(6.35)	(4.85)	31%
Gastos operativos	(2.66)	(2.27)	17%	(2.79)	(1.96)	42%
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 29.95</b>	<b>\$ 22.36</b>	<b>34%</b>	<b>\$ 28.77</b>	<b>\$ 22.61</b>	<b>27%</b>

## Gastos Generales y Administrativos

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Costos brutos	\$ 9,747	\$ 10,732	(9%)	\$ 19,413	\$ 19,942	(3%)
Menos: montos capitalizados	(2,527)	(2,590)	(2%)	(4,062)	(4,604)	(12%)
<b>Gastos generales y administrativos</b>	<b>\$ 7,220</b>	<b>\$ 8,142</b>	<b>(11%)</b>	<b>\$ 15,351</b>	<b>\$ 15,338</b>	<b>–%</b>
<b>\$/boe</b>	<b>\$ 2.69</b>	<b>\$ 2.72</b>	<b>(1%)</b>	<b>\$ 2.95</b>	<b>\$ 2.57</b>	<b>15%</b>

Los costos brutos generales y administrativos (“G&A”) disminuyeron un 9% y un 3% en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2024, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2023, respectivamente, principalmente debido a los costos incurridos en 2023 relacionados con reestructuración corporativa de Canacol, compensados por la inflación.

## Gasto de Financiación Neto

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Gasto de financiación neto pagado	\$ 14,060	\$ 11,407	23%	\$ 27,388	\$ 20,271	35%
Gastos de financiación netos distintos a efectivo	2,731	2,884	(5%)	5,459	6,789	(20%)
<b>Gasto de financiación neto</b>	<b>\$ 16,791</b>	<b>\$ 14,291</b>	<b>17%</b>	<b>\$ 32,847</b>	<b>\$ 27,060</b>	<b>21%</b>

El gasto de financiación neto aumentó un 17% y un 21% para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2024, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2023, respectivamente, principalmente como resultado de un incremento de la deuda total y un aumento de las tasas de interés de referencia.

## Gasto por Remuneración Basada en Acciones

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Gasto de unidades liquidadas en acciones	\$ 74	\$ –	n/a	\$ 450	\$ 14	>999%
Gasto de unidades liquidadas en efectivo	100	1,694	(94%)	(224)	3,271	n/a
<b>Remuneración basada en acciones</b>	<b>\$ 174</b>	<b>\$ 1,694</b>	<b>(90%)</b>	<b>\$ 226</b>	<b>\$ 3,285</b>	<b>(93%)</b>

El gasto de unidades liquidadas en acciones está relacionado con opciones sobre acciones, cuyo valor razonable se amortiza y se contabiliza como gasto a lo largo de sus respectivos períodos de adquisición. Las opciones sobre acciones se liquidan en acciones cuando se ejercen. Los gastos de unidades liquidadas en acciones aumentaron tanto para los tres como para los seis meses terminados en junio 30 de 2024 en comparación con los mismos períodos de 2023, debido a nuevas opciones sobre 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 se contabiliza como gasto a lo largo de sus respectivos períodos de adquisición y se revalora en cada fecha de reporte con base en el precio de las acciones de la Compañía. Se espera que las UAR, las PSU y las DSU se liquiden en efectivo. El gasto de unidades liquidadas en efectivo disminuyó un 94% para los tres meses terminados en junio 30 de 2024 en comparación con el mismo período de 2023, debido a a) la disminución del precio de las acciones de Canacol y b) menos unidades otorgadas durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2024. El gasto de unidades liquidadas en efectivo fue una recuperación para los seis meses terminados en junio 30 de 2024, en comparación con un gasto para el mismo período en 2023, debido a la disminución del precio de las acciones de Canacol.

## Gasto de Agotamiento y Depreciación

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 19,433	\$ 19,249	1%	\$ 38,459	\$ 38,220	1%
\$/boe	\$ 7.24	\$ 6.42	13%	\$ 7.38	\$ 6.39	16%

El gasto de agotamiento y depreciación por boe aumentó un 13% y un 16% para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2024, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2023, respectivamente, como resultado de una tasa de agotamiento más alta.

## Gasto de Impuesto de Renta

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2024	2023	2024	2023
Gasto de impuesto de renta corriente	\$ 11,189	\$ 24,376	\$ 28,372	\$ 50,668
Gasto (recuperación) de impuesto de renta diferido	42,600	(38,876)	43,135	(56,299)
<b>Gasto (recuperación) de impuesto de renta</b>	<b>\$ 53,789</b>	<b>\$ (14,500)</b>	<b>\$ 71,507</b>	<b>\$ (5,631)</b>

El ingreso de la Compañía antes de impuestos estuvo sujeto a la tasa reglamentaria del impuesto sobre la renta en Colombia del 35% para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 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 44% del gasto de impuesto de renta corriente para los seis meses terminados en junio 30 de 2024, en comparación con el mismo período en 2023, se debe al avance 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 operativas del negocio y crear una estructura organizacional más eficiente y rentable.

No obstante haber registrado un gasto de impuesto de renta corriente de \$28.4 millones para el primer semestre de 2024, la Compañía espera que el gasto de impuesto de renta corriente anual sea en total de aproximadamente \$30 millones.

Para los seis meses terminados en junio 30 de 2024, la Compañía registró un gasto de impuesto de renta diferido de \$43.1 millones, principalmente como resultado de la devaluación de pérdidas de impuestos no usadas y fondos de capital de la Compañía denominados en COP.

## Pagos en Efectivo de Impuestos de Renta

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2024	2023	2024	2023
Impuestos de renta pagados	\$ 13,282	\$ 79,864	\$ 33,256	\$ 98,119

## Gastos de Capital

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2024	2023	2024	2023
Tierra, sísmica, EIA y comunidades	\$ 3,033	\$ 1,070	\$ 6,047	\$ 4,866
Perforación, completamiento, prueba y acondicionamientos	10,795	26,338	39,008	48,966
Instalaciones, equipos e infraestructuras	12,817	9,041	19,685	14,393
Ducto a Medellín	—	1,683	(9)	4,086
Inventario de bodega, activos corporativos y otros	4,739	11,277	1,054	22,616
G&A capitalizados	2,527	2,590	4,062	4,604
Ingresos por disposición	(58)	(14)	(116)	(423)
<b>Gastos de capital netos en efectivo</b>	<b>33,853</b>	<b>51,985</b>	<b>69,731</b>	<b>99,108</b>
Costos y ajustes distintos a efectivo:				
Activos de derecho de uso arrendados	29	18	3,029	99
Disposición	58	14	109	394
Cambio en obligaciones de desmantelamiento y otros	1,427	(4,727)	473	3,965
<b>Gastos de capital netos</b>	<b>\$ 35,367</b>	<b>\$ 47,290</b>	<b>\$ 73,342</b>	<b>\$ 103,566</b>
Gastos de capital netos contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 10,893	\$ 11,332	\$ 23,858	\$ 22,930
Gastos en propiedades, planta y equipo	24,474	35,958	49,491	80,667
Disposición	—	—	(7)	(31)
<b>Gastos de capital netos</b>	<b>\$ 35,367</b>	<b>\$ 47,290</b>	<b>\$ 73,342</b>	<b>\$ 103,566</b>

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

- Perforación del pozo de exploración Chontaduro-1;
- Perforación del pozo de evaluación Chontaduro-2;
- Gastos posteriores a la perforación del pozo de desarrollo Pomelo-1;
- Obras civiles del pozo de exploración Cardamomo-1;
- Costos relacionados con instalaciones de compresión y acondicionamiento en los bloques Esperanza y VIM-5;
- Adquisición de sísmica Macao 3D 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 cambios en las condiciones económicas y las características de riesgo de los activos subyacentes. La Compañía considera que su estructura de capital incluye el capital accionario, la deuda de largo plazo, las obligaciones de arrendamiento y el capital de trabajo, definido como activos corrientes menos pasivos corrientes excluyendo la porción corriente de las obligaciones de largo plazo. Con el fin de mantener o ajustar la estructura de capital, de tiempo en tiempo la Compañía puede emitir o recomprar acciones ordinarias u otros valores, vender activos o ajustar sus gastos de capital para manejar niveles corrientes y proyectados de deuda.

La Compañía monitorea el apalancamiento y ajusta su estructura de capital con base en su nivel de deuda neta. La deuda neta se define como el monto de capital de sus obligaciones de largo plazo pendientes menos capital de trabajo, según se define arriba. Con el fin de facilitar la administración de su deuda neta, la Compañía prepara presupuestos anuales, los cuales se actualizan según sea necesario dependiendo de factores variantes que incluyen precios corrientes y proyectados de productos básicos, cambios en la estructura de capital, ejecución del plan de negocios de la Compañía y condiciones generales de la industria. El presupuesto anual es aprobado por la Junta Directiva y se preparan y revisan actualizaciones según sea necesario.

### 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 ("RCF" [por su sigla en inglés]) de \$200 millones con un sindicato de bancos. La RCF tiene una tasa de interés anual de SOFR [sigla en inglés de Tasa de Financiación Garantizada a Un Día] + 4.5%, tiene un plazo de cuatro años, y la Compañía puede pagar/volver a retirar la 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 RCF no está sujeta a redeterminaciones periódicas típicas. El monto utilizado y pendiente a junio 30 de 2024 era de \$200 millones.

### Pactos Financieros

Los Títulos Preferenciales de la Compañía y su RCF incluyen varios pactos relacionados con apalancamiento máximo, cobertura de interés mínima, endeudamiento, operaciones, inversiones, ventas de activos, gastos de capital y otros pactos operativos estándares del negocio. 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 (endeudamiento) o 3.50:1.00 (mantenimiento), y b) una razón mínima de EBITDAX ajustado de los últimos 12 meses a gasto de interés, excluyendo gastos no en efectivo ("Razón de Cobertura de Interés Consolidada"), de 2.50:1.00.

A junio 30 de 2024, la Compañía estaba cumpliendo con los pactos.

	Junio 30 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	14,286	13,435
Deuda total	714,286	713,435
Déficit (superávit) de capital de trabajo	(514)	10,028
<b>Deuda neta</b>	<b>\$ 713,772</b>	<b>\$ 723,463</b>

(1) La tasa SOFR para los seis meses terminados en junio 30 de 2024 fue de 5.36%.

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

	Junio 30 de 2024	Diciembre 31 de 2023
Deuda total	\$ 714,286	\$ 713,435
Menos: efectivo y equivalentes a efectivo	(42,596)	(39,425)
Deuda neta para efectos del pacto	\$ 671,690	\$ 675,010
EBITDAX ajustado	\$ 249,475	\$ 236,829
<b>Razón de Apalancamiento Consolidada</b>	<b>2.69</b>	<b>2.85</b>

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

	Junio 30 de 2024	Diciembre 31 de 2023
EBITDAX ajustado	\$ 249,475	\$ 236,829
Gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo	\$ 52,990	\$ 46,852
<b>Razón de Cobertura de Interés Consolidada</b>	<b>4.71</b>	<b>5.05</b>

A agosto 6 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 junio 30 de 2024:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda de largo plazo - capital	\$ —	\$ 200,000	\$ 500,000	\$ 700,000
Obligaciones de arrendamiento - no descontadas	4,882	8,747	1,679	15,308
Cuentas por pagar, comerciales y otras	83,030	—	—	83,030
Impuestos por pagar	34,356	—	—	34,356
Otras obligaciones de largo plazo	—	7,336	—	7,336
Pasivo de remuneración de incentivo a largo plazo	1,016	455	—	1,471
Contratos de exploración y producción	5,540	49,401	1,763	56,704
Contratos de operación de estación de compresión	2,796	5,760	1,472	10,028
	<b>\$ 131,620</b>	<b>\$ 271,699</b>	<b>\$ 504,914</b>	<b>\$ 908,233</b>

## Cartas de Crédito

A junio 30 de 2024, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$75.6 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 junio 30 de 2024 por \$56.7 millones y ha emitido \$32.1 millones del total de \$75.6 millones en garantías financieras relacionadas con ellos.

## Transacciones con Partes Relacionadas

La Compañía tenía una inversión en una compañía que cotiza en bolsa, Arrow Exploration Corp. ("Arrow"), de la cual dos miembros de junta directiva son también miembros claves de la administración de la Compañía. En abril 26 de 2024, la Compañía vendió todas sus acciones ordinarias de Arrow a £0.185 por acción por un total de USD\$13.3 millones, netos de comisiones.

## Sostenibilidad

Como se indica en el Informe Integrado ASG de 2023 de la Compañía, Canacol actualmente es una productora de gas natural sostenible líder en las Américas. En 2023 logramos intensidades de emisión de GEI de Alcance 1 y 2 que fueron más de un 45% más bajas en promedio que las de nuestros pares enfocados en gas y más de un 75% más bajas en promedio que las de nuestros pares enfocados en petróleo en América del Norte y del Sur. La ambición de Canacol es continuar liderando la industria de petróleo y gas en Colombia en términos de abastecer las crecientes demandas de energía de los colombianos, al mismo tiempo reduciendo las emisiones de carbono, explorando vías de generación de energía renovable, fomentando la autosuficiencia energética nacional y catalizando el crecimiento y el desarrollo de la economía colombiana y de su gente. Canacol apoya con entusiasmo

los objetivos globales para cumplir con las metas del Acuerdo de París, y mantiene su compromiso de apoyar el objetivo de Colombia de lograr una reducción del 51% en las emisiones para 2030. En línea con este compromiso, Canacol ha establecido sus metas de descarbonización, por las cuales apunta a reducir las emisiones de Alcance 1 y 2 en un 35% para 2035 y lograr neutralidad de carbono en 2050. El objetivo de la Compañía en asuntos ASG es mejorar la calidad de vida de millones de personas a través de la exploración, la producción y el suministro de gas natural convencional en Colombia. Al mismo tiempo, la Compañía está enfocada en generar valor para sus grupos de interés de forma sostenible, colaborativa, corresponsable, respetuosa y transparente. Con la transición al gas natural, la Compañía tiene una propuesta de valor ambientalmente amigable que contribuye a la reducción de las emisiones de CO2 en Colombia y permite un uso más eficiente de los recursos.

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

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

Estos logros reflejan la dedicación de Canacol a la sostenibilidad y nuestro rol como líderes en la industria. Esto es reconocido por terceras agencias de calificación ASG y de sostenibilidad, donde mantuvimos una calificación 'A' en MSCI por segundo año consecutivo y fuimos agregados al Anuario de Sostenibilidad de S&P para 2024.

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

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

## Perspectiva

Para 2024, la Compañía se mantiene enfocada en los siguientes objetivos:

1) En línea con el mantenimiento y el crecimiento de las reservas y la producción de Canacol en sus activos principales de gas en la Cuenca del Valle del Bajo Magdalena, la Compañía está ejecutando programas integrales de desarrollo y exploración. La Compañía busca optimizar su producción y aumentar las reservas mediante la perforación de hasta cinco pozos de desarrollo, la instalación de nuevas plantas de compresión y procesamiento, y mediante operaciones de reacondicionamiento en pozos productores en los campos de gas claves de la Compañía. A la fecha en 2024, la Compañía ha completado la perforación de dos pozos de exploración exitosos, Pomelo-1 y Chontaduro-1, y tres pozos de desarrollo exitosos, Clarinete-10, Chontaduro-2 y Chontaduro-3. A través de estas actividades mencionadas, la Compañía ha logrado estabilizar sus ventas de gas a una tasa promedio de 159 MMcfpd durante el segundo trimestre de 2024. La Compañía está planeando iniciar la perforación del pozo de exploración de alto impacto Cardomomo-1 durante la segunda semana de agosto de 2024. Estas actividades de desarrollo y exploración están planeadas para respaldar el sólido EBITDA de Canacol y permitir que la Compañía capitalice la fuerte dinámica del mercado en 2024.

2) Mantener un bajo costo de capital, liquidez en efectivo y flexibilidad de balance para invertir a largo plazo. Al 30 de junio de 2024, la Compañía tenía un saldo de efectivo de aproximadamente \$43 millones.

3) Obtener la aprobación gubernamental de un cuarto contrato de E&P en Bolivia que cubre la reactivación de un campo de gas existente, para iniciar operaciones de desarrollo con miras a agregar reservas y producción y comenzar 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 (montos en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

	2024		2023				2022	
	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3
<b>Financieros</b>								
Ingresos totales, netos de regalías y gasto de transporte <sup>(1)</sup>	<b>88,288</b>	<b>77,691</b>	79,718	76,618	74,605	73,913	67,956	70,133
Fondos ajustados provenientes de las operaciones <sup>(1)</sup>	<b>57,121</b>	<b>42,226</b>	30,958	48,950	33,686	32,693	(16,977)	38,715
Por acción – básicos (\$) <sup>(1)</sup>	<b>1.67</b>	<b>1.24</b>	0.91	1.44	0.99	0.96	(0.50)	1.15
Por acción – diluidos (\$) <sup>(1)</sup>	<b>1.67</b>	<b>1.24</b>	0.91	1.44	0.99	0.96	(0.50)	1.15
Flujos de caja aportados (usados) por actividades operativas	<b>49,202</b>	<b>54,719</b>	22,571	66,212	(24,413)	30,969	50,034	61,994
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total	<b>(21,298)</b>	<b>3,654</b>	29,897	(524)	39,990	16,874	133,722	(4,463)
Por acción – básicos (\$) <sup>(1)</sup>	<b>(0.62)</b>	<b>0.11</b>	0.88	(0.02)	1.17	0.49	3.92	(0.15)
Por acción – diluidos (\$) <sup>(1)</sup>	<b>(0.62)</b>	<b>0.11</b>	0.88	(0.02)	1.17	0.49	3.92	(0.15)
EBITDAX ajustado <sup>(1)</sup>	<b>73,187</b>	<b>61,041</b>	53,144	62,103	60,654	60,928	52,003	56,015
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	<b>34,111</b>	<b>34,111</b>	34,111	34,111	34,111	34,111	34,113	34,157
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido	<b>34,111</b>	<b>34,111</b>	34,111	34,111	34,111	34,111	34,113	34,157
Gastos de capital en efectivo netos <sup>(1)</sup>	<b>33,853</b>	<b>35,878</b>	72,246	43,830	51,985	47,123	50,382	45,742
<b>Operaciones</b>								
Producción								
Gas natural y GNL (Mcfpd)	<b>162,652</b>	<b>154,043</b>	168,127	181,028	187,687	188,384	177,985	186,695
Petróleo de Colombia (bopd)	<b>1,700</b>	<b>1,405</b>	627	531	527	565	546	544
Total (boepd)	<b>30,235</b>	<b>28,430</b>	30,123	32,290	33,455	33,615	31,771	33,298
Ventas contractuales realizadas								
Gas natural y GNL (Mcfpd)	<b>158,541</b>	<b>150,421</b>	164,840	178,188	184,752	185,624	175,580	184,163
Petróleo de Colombia (bopd)	<b>1,681</b>	<b>1,389</b>	590	511	523	587	541	558
Total (boepd)	<b>29,495</b>	<b>27,779</b>	29,509	31,772	32,936	33,153	31,345	32,867
Ganancias operacionales netas <sup>(1)</sup>								
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	<b>5.34</b>	<b>4.90</b>	4.39	4.14	3.94	4.01	3.73	3.73
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	<b>21.98</b>	<b>20.15</b>	13.29	25.99	18.57	25.86	22.81	27.48
Corporativas (\$/boe)	<b>29.95</b>	<b>27.51</b>	24.82	23.62	22.36	22.88	21.27	21.31

(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 junio 30 de 2024 en 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 está radicado en SEDAR+, incorporado en este documento por referencia.

## POLÍTICAS CONTABLES Y ESTIMADOS CRÍTICOS

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

## CAMBIOS EN POLÍTICAS CONTABLES

La Compañía no ha implementado nuevas políticas contables durante los tres meses terminados en junio 30 de 2024. Discusiones detalladas de las nuevas políticas contables y su impacto se proporcionan en los estados financieros.

## POLÍTICAS NORMATIVAS

### Controles y Procedimientos de Revelación

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

### Controles Internos de Informes Financieros

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

Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2024, no ha habido cambio en los CIIF de la Compañía que haya afectado significativamente, o que sea razonablemente probable que afecte significativamente, los CIIF de la Compañía.

### Limitaciones de los Controles y Procedimientos

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