

CANACOL ENERGY LTD.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
TRES MESES TERMINADOS EN MARZO 31 DE 2025



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		
	2025	2024	Cambio
Ingresos totales, netos de regalías y gasto de transporte ⁽¹⁾	72.735	77.691	(6%)
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	39.316	42.226	(7%)
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	1,15	1,24	(7%)
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	1,15	1,24	(7%)
Utilidad neta y utilidad integral	31.801	3.654	770%
Por acción – básicas (\$)	0,93	0,11	745%
Por acción – diluidas (\$)	0,93	0,11	745%
Flujos de caja aportados por actividades operativas	62.588	54.719	14%
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	1,83	1,60	14%
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	1,83	1,60	14%
EBITDAX ajustado ⁽¹⁾	56.268	61.041	(8%)
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	34.120	34.111	—%
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido	34.209	34.111	—%
Gastos de capital en efectivo netos ⁽¹⁾	50.477	35.878	41%
	Marzo 31 de 2025	Diciembre 31 de 2024	Cambio
Efectivo y equivalentes a efectivo	79.139	79.201	—%
Superávit de capital de trabajo	14.153	45.524	(69%)
Deuda total	756.214	762.313	(1%)
Activos totales	1.247.445	1.215.777	3%
Acciones ordinarias, final del período (000)	34.120	34.120	—%
	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2025	2024	Cambio
Operativos			
Producción			
Gas natural y GNL (Mcfpd)	133.773	154.043	(13%)
Petróleo de Colombia (bopd)	1.227	1.405	(13%)
Total (boepd)	24.696	28.430	(13%)
Ventas contractuales realizadas			
Gas natural y GNL (Mcfpd)	128.693	150.421	(14%)
Petróleo de Colombia (bopd)	1.195	1.389	(14%)
Total (boepd)	23.773	27.779	(14%)
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾			
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	5,48	4,90	12%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	13,76	20,15	(32%)
Corporativa (\$/boe)	30,36	27,51	10%

(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 7 de 2025 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 2025 (“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 2024. Los estados financieros han sido preparados por la administración de acuerdo con las Normas Contables NIIF [Normas Internacionales de Información Financiera] 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.

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, declaraciones sobre la situación financiera futura, 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 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 desarrollo 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, muchos 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 durante 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 – *Algunas de las medidas de referencia que la Compañía usa para evaluar su desempeño son los fondos ajustados provenientes de las operaciones, el EBITDAX ajustado y los gastos de capital en efectivo netos, 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. Los gastos de capital en efectivo representan los gastos de capital netos de disposiciones, excluyendo costos que no son en efectivo y ajustes, tales como la adición de activos arrendados por derecho de uso y el cambio en las obligaciones de desmantelamiento. 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, o los gastos de capital, según lo determinado de conformidad con 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 usando el 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	
	2025	2024
Flujos de caja aportados por actividades operativas	\$ 62.588	\$ 54.719
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	(23.272)	(13.194)
Liquidación de obligaciones de desmantelamiento	—	701
Fondos ajustados provenientes de las operaciones	\$ 39.316	\$ 42.226

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

	2024		2025		Período total
	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Trimestre 1	
Utilidad (pérdida) neta y utilidad (pérdida) integral	\$ (21.298)	\$ 10.346	\$ (25.434)	\$ 31.801	\$ (4.585)
(+) Gasto de interés	14.270	15.395	14.682	14.557	58.904
(+) Gasto (recuperación) de impuesto sobre la renta	53.789	31.473	51.806	(4.918)	132.150
(+) Amortización de comisiones de deuda	2.014	2.175	2.759	2.726	9.674
(+) Agotamiento y depreciación	19.433	20.254	23.071	17.259	80.017
(+) Deterioro de exploración	—	—	2.252	—	2.252
(+) Costos previos a la licencia	185	109	437	70	801
(+) Pérdida (ganancia) en diferencia en cambio no realizada	(550)	2.825	4.073	(4.111)	2.237
(+/-) Otros ítems no en efectivo o no recurrentes ⁽¹⁾	5.344	3.267	2.408	(1.116)	9.903
EBITDAX ajustado	\$ 73.187	\$ 85.844	\$ 76.054	\$ 56.268	\$ 291.353

(1) Compuestos principalmente por ganancia en recompra de Títulos Preferenciales, ingresos de inversiones de capital, gastos de remuneración basada en acciones, gastos de acumulación y cancelación de depósitos.

	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)
(+) Amortización de comisiones de deuda	1.997	2.016	2.021	2.009	8.043
(+) 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 no en efectivo o no recurrentes ⁽¹⁾	1.293	2.359	1.457	4.163	9.272
EBITDAX ajustado	\$ 60.654	\$ 62.103	\$ 53.144	\$ 61.041	\$ 236.942

(1) Compuestos principalmente por ingresos de inversiones de capital, gastos de remuneración basada en acciones, gastos de acumulación y cancelación de depósitos.

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 2025

- La ganancia operacional neta de gas natural y gas natural licuado (“GNL”) de la Compañía aumentó un 12% a \$5,48 por Mcf para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025, en comparación con \$4,90 por Mcf para el mismo período en 2024. El aumento se debe a un incremento en los precios promedios de venta, neto de gastos de transporte.
- El EBITDAX ajustado disminuyó un 8% a \$56,3 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025, en comparación con \$61,0 millones para el mismo período en 2024. La disminución se debe principalmente a una reducción en los volúmenes de ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL, compensada por un aumento en la ganancia operacional neta de gas natural y GNL.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones disminuyeron un 7% a \$39,3 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025, en comparación con \$42,2 millones para el mismo período en 2024, principalmente por una reducción en el EBITDAX.
- Los ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte, para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025, disminuyeron un 6% a \$72,7 millones, en comparación con \$77,7 millones para el mismo período en 2024, principalmente por una disminución en los volúmenes de ventas realizadas de gas natural y GNL, compensada por un aumento en el precio promedio de venta, neto de gastos de transporte, de \$7,23 por Mcf para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025, en comparación con \$6,60 por Mcf para el mismo período en 2024.
- El volumen de ventas contractuales realizadas de gas natural disminuyó un 14% a 128,7 MMcfpd para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025, en comparación con 150,4 MMcfpd para el mismo período en 2024.
- La Compañía realizó ingresos netos de \$31,8 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025, en comparación con ingresos netos de \$3,7 millones para el mismo período en 2024. El aumento en los ingresos netos para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025 es el resultado de un reconocimiento de recuperación de impuesto sobre la renta diferido no en efectivo de \$19,5 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025, en comparación con un gasto de impuesto sobre la renta diferido no en efectivo de \$0,5 millones en 2024, compensado por una disminución en el EBITDAX.
- Los gastos de capital en efectivo netos para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025 fueron de \$50,5 millones, en comparación con \$35,9 millones para el mismo período en 2024. El aumento se debe a un mayor gasto en perforación, terminación, pruebas y reparaciones.
- A marzo 31 de 2025, la Compañía tenía \$79,1 millones en efectivo y equivalentes a efectivo y \$14,2 millones en capital de trabajo.

Resultados de las Operaciones

Para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de los bloques Esperanza, VIM-5, VIM-21 y VIM-33, 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".

El 2 de noviembre de 2024, la Compañía perforó el pozo exploratorio Natilla-2 ubicado en su bloque SSJN-7, apuntando a un gran prospecto de gas natural con objetivos primarios y secundarios dentro del reservorio Ciénaga de Oro ("CDO") y las formaciones suprayacentes de Porquero medio, respectivamente. El pozo encontró dificultades de perforación a una profundidad de 13.631 pies de profundidad medida ("pies MD" [por su sigla en inglés]) dentro de la formación Porquero medio. El pozo Natilla-2 fue desviado y alcanzó una profundidad total de 15.050 pies de TVD [sigla en inglés de Profundidad Vertical Real] cerca de la base de la formación Porquero, que es el punto de revestimiento intermedio planeado del pozo situado justo por encima del objetivo primario subyacente de CDO. La perforación a través del Porquero tomó más tiempo de lo previsto debido a la alta presión y los problemas de perforación del pozo. El pozo encontró una sección bruta de aproximadamente 550 pies de TVD de arenisca y lutitas intercaladas dentro del Porquero con buena calidad de reservorio, como lo indican los registros sísmicos y de resistividad recolectados durante la perforación. Las presiones de formación en esta sección del Porquero oscilaron entre 12.500 y 13.500 psi según la herramienta PWD (Presión Durante la Perforación [por su sigla en inglés]), lo que indica gas a muy alta presión, y se requirieron pesos de lodo muy altos de hasta 18,8 libras por galón durante la perforación para evitar la afluencia de gas al pozo. A pesar de los pesados pesos de lodo usados al perforar a través de esta sección del Porquero, el total de gas medido confirmó que las areniscas están cargadas de gas. Mientras se colocaba la tubería de revestimiento para aislar el Porquero, se encontraron dificultades asociadas con las altas presiones y el pozo se desvió y alcanzó una profundidad total de 15.250 pies en la base del Porquero. Posteriormente, el pozo encontró dificultades durante la colocación de la tubería de revestimiento y se ha suspendido temporalmente a la espera de la entrega de nuevos equipos, la reanudación de las operaciones y la continuación de la perforación hasta el objetivo primario de CDO a una profundidad total planeada de 16.510 pies de TVD. Una vez finalice la perforación, se ejecutarán registros de pozos abiertos y entubados en las formaciones CDO y Porquero, y posteriormente se llevarán a cabo pruebas de producción en cualquier intervalo potencial de producción de gas.

El 21 de diciembre de 2024, la Compañía perforó el pozo de desarrollo Clarinete-11 ubicado en su bloque VIM-5. El pozo Clarinete-11 encontró 205 pies de TVD de zona neta de gas dentro del reservorio CDO. El pozo Clarinete-11 fue conectado y puesto en producción.

El 19 de enero de 2025, la Compañía perforó el pozo de desarrollo Lulo-3 ubicado en su bloque VIM-21. El pozo Lulo-3 encontró 100 pies de TVD de zona neta de gas dentro del reservorio CDO. El pozo Lulo-3 fue conectado y puesto en producción.

El 26 de enero de 2025, la Compañía perforó el pozo de desarrollo Siku-2 ubicado en su bloque VIM-5. El pozo Siku-2 encontró 260 pies de TVD de zona neta de gas dentro del reservorio CDO. El pozo Siku-2 fue conectado y puesto en producción.

El 18 de febrero de 2025, la Compañía perforó el pozo de evaluación Fresa-3 ubicado en su bloque VIM-21. El pozo Fresa-3 encontró 93 pies de TVD de zona neta de gas dentro del reservorio CDO. El pozo Fresa-3 fue conectado y puesto en producción.

El 27 de febrero de 2025, la Compañía perforó el pozo exploratorio Chibigui-1 ubicado en su bloque VIM-21. El pozo Chibigui-1 encontró 59 pies de TVD de zona neta de gas dentro del reservorio CDO. Durante las pruebas se obtuvo una cantidad no comercial de gas y el pozo actualmente está suspendido.

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		
	2025	2024	Cambio
Gas Natural y GNL (Mcfpd)			
Producción de gas natural y GNL	133.773	154.043	(13%)
Consumo de campo	(5.080)	(3.883)	31%
Ventas de gas natural y GNL	128.693	150.160	(14%)
Volúmenes en firme (2)	—	261	(100%)
Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL	128.693	150.421	(14%)
Petróleo de Colombia (bopd)			
Producción de petróleo crudo	1.227	1.405	(13%)
Movimientos de inventario y otros	(32)	(16)	100%
Ventas de petróleo de Colombia	1.195	1.389	(14%)
Corporativas (boepd/bopd)			
Producción de gas natural y GNL	23.469	27.025	(13%)
Producción de petróleo de Colombia	1.227	1.405	(13%)
Producción total	24.696	28.430	(13%)
Consumo de campo e inventario	(923)	(697)	32%
Ventas corporativas totales	23.773	27.733	(14%)
Volúmenes en firme (2)	—	46	(100%)
Ventas contractuales realizadas totales	23.773	27.779	(14%)

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 2025 promediaron 128,7 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 14% en las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025, en comparación con el mismo período en 2024, se debe principalmente a disminución natural, compensada con éxitos en exploración.

La disminución del 14% en las ventas de petróleo de Colombia para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025, en comparación con el mismo período en 2024, se debe principalmente a disminución natural.

Ingresos, Netos de Regalías y Gastos de Transporte

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2025	2024	Cambio
Gas Natural y GNL			
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 87.006	\$ 95.820	(9%)
Gastos de transporte	(3.233)	(5.693)	(43%)
Ingresos, netos de gastos de transporte	83.773	90.127	(7%)
Regalías	(14.439)	(17.031)	(15%)
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 69.334	\$ 73.096	(5%)
Petróleo de Colombia			
Ingresos de petróleo crudo	\$ 2.733	\$ 3.895	(30%)
Gastos de transporte	(23)	(18)	28%
Ingresos, netos de gastos de transporte	2.710	3.877	(30%)
Regalías	(65)	(144)	(55%)
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 2.645	\$ 3.733	(29%)
Corporativos			
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 87.006	\$ 95.820	(9%)
Ingresos de petróleo crudo	2.733	3.895	(30%)
Ingresos totales	89.739	99.715	(10%)
Regalías	(14.504)	(17.175)	(16%)
Ingresos de producción de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías	75.235	82.540	(9%)
Ingresos en espera por generación de energía	756	753	—%
Ingreso de gas natural en firme	—	109	n/a
Ingresos totales, netos de regalías, según lo reportado	75.991	83.402	(9%)
Gastos de transporte	(3.256)	(5.711)	(43%)
Ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 72.735	\$ 77.691	(6%)

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 2025, disminuyeron un 7% a \$83,3 millones, en comparación con \$90,1 millones para el mismo período en 2024, debido a volúmenes de ventas más bajos, compensados por un precio promedio de venta más alto, neto de gastos de transporte.

Los ingresos de petróleo de Colombia, netos de gastos de transporte, para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025, disminuyeron un 30% en comparación con el mismo período en 2024, principalmente por un precio promedio de venta más bajo y volúmenes de ventas más bajos.

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2025 y 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 2025, la Compañía tenía ingresos diferidos de \$20,5 millones (\$18,5 millones a diciembre 31 de 2024) 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 7 de este MD&A.

Gastos de Transporte de Gas Natural

La Compañía vende su gas natural en la puerta de su planta de gas de Jobo (de modo que el comprador asume los gastos de transporte y, en esa medida, Canacol no reconoce un gasto de transporte), o bien entrega su gas natural en las sedes de los compradores (de modo que Canacol paga y reconoce los gastos de transporte directamente). En el último caso, los gastos de transporte de la Compañía con respecto a tales contratos son compensados con precios de venta brutos más altos, lo cual resulta en precios promedios de venta realizados (netos de transporte) consistentes con el precio realizado de la Compañía en que el comprador incurre en el gasto de transporte. La mezcla de estos dos tipos de opciones de entrega varía de un contrato a otro y de un trimestre a otro, por lo cual la Compañía se refiere a un precio de venta realizado neto promedio, que en cualquier caso es neto de cualquier costo de transporte, independientemente de cuál parte incurre en el gasto del transporte. Los gastos de transporte de gas natural disminuyeron un 43% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025, en comparación con el mismo período en 2024, debido a una disminución 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		
	2025	2024	Cambio
Gas Natural			
Regalías de Esperanza	\$ 831	\$ 796	4%
Regalías de VIM-5	11.778	14.852	(21%)
Regalías de VIM-21	1.784	1.383	29%
Regalías de VIM-33	46	—	n/a
Gasto de regalías	\$ 14.439	\$ 17.031	(15%)
Tasas de Regalías de Gas Natural			
Esperanza	7,9%	9,1%	(13%)
VIM-5	22,1%	22,5%	(2%)
VIM-21	9,3%	9,6%	(3%)
VIM-33	7,6%	—%	n/a
Tasa de regalías de gas natural	17,2%	18,9%	(9%)

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, VIM-21 y VIM-33 de la Compañía está sujeta a tasas de regalía de factor x adicionales de 13%, 3% y 1%, respectivamente.

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

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2025	2024	Cambio
Precios Promedios de Referencia			
Henry Hub (\$/MMBtu)	\$ 4,14	\$ 1,75	137%
Alberta Energy Company ("AECO") (\$/MMBtu)	\$ 1,50	\$ 1,29	16%
Brent (\$/bbl)	\$ 71,47	\$ 84,67	(16%)
Precios Promedios de Venta, Netos de Transporte			
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 7,23	\$ 6,60	10%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 25,20	\$ 30,67	(18%)
Promedio Corporativo (\$/boe)	\$ 40,42	\$ 37,25	9%

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 10% a \$7,23 por Mcf para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025, en comparación con \$6,60 por Mcf para el mismo período en 2024. 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 2025, se debe principalmente a un aumento en los precios interrumpibles como resultado del suministro ajustado del gas natural en Colombia.

La disminución del 18% en los precios promedios del petróleo crudo para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025, en comparación con el mismo período en 2024, 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		
	2025	2024	Cambio
Gas natural y GNL	\$ 5.848	\$ 6.214	(6%)
Petróleo de Colombia	1.166	1.186	(2%)
Gastos operativos totales	\$ 7.014	\$ 7.400	(5%)
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 0,50	\$ 0,45	11%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 10,84	\$ 9,38	16%
Corporativos (\$/boe)	\$ 3,28	\$ 2,93	12%

Los gastos operativos de gas natural y GNL disminuyeron un 6% a \$5,8 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025, en comparación con \$6,2 millones para el mismo período en 2024. La disminución en los gastos operativos de gas natural y GN para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025 se debe a la disminución de las actividades de mantenimiento, que han sido pospuestas para más tarde en 2025, compensada con un aumento en los costos ambientes, aumento en la prima de seguros, y la inflación.

Los gastos operativos del petróleo de Colombia disminuyeron un 2% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025, en comparación con el mismo período en 2024, principalmente por una disminución en los costos de arrendamiento de equipo, compensada por un aumento en las actividades de mantenimiento y la inflación.

Ganancias Operacionales Netas

\$/Mcf	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2025	2024	Cambio
Gas Natural y GNL			
Ingreso, neto de gasto de transporte ⁽¹⁾	\$ 7,23	\$ 6,60	10%
Regalías	(1,25)	(1,25)	—%
Gastos operativos ⁽²⁾	(0,50)	(0,45)	11%
Ganancia operacional neta	\$ 5,48	\$ 4,90	12%

\$/bbl	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2024	2023	Cambio
Petróleo de Colombia			
Ingreso, neto de gasto de transporte ⁽¹⁾	\$ 25,20	\$ 30,67	(18%)
Regalías	(0,60)	(1,14)	(47%)
Gastos operativos ⁽²⁾	(10,84)	(9,38)	16%
Ganancia operacional neta	\$ 13,76	\$ 20,15	(32%)

(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.

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2025	2024	Cambio
\$/boe			
Corporativa			
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 40,42	\$ 37,25	9%
Regalías	(6,78)	(6,81)	—%
Gastos operativos	(3,28)	(2,93)	12%
Ganancia operacional neta	\$ 30,36	\$ 27,51	10%

Gastos Generales y Administrativos

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2025	2024	Cambio
Costos brutos	\$ 9.719	\$ 9.666	1%
Menos: montos capitalizados	(2.713)	(1.535)	77%
Gastos generales y administrativos	\$ 7.006	\$ 8.131	(14%)
\$/boe	\$ 3,27	\$ 3,22	2%

Los costos brutos generales y administrativos (“G&A”) tuvieron un aumento del 1% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025, en comparación con el mismo período en 2024, principalmente por la inflación, compensado por las iniciativas continuadas de corte de costos de la Compañía.

Gasto de Financiación Neto

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2025	2024	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	\$ 13.486	\$ 13.328	1%
Gastos de financiación netos distintos a efectivo	3.795	2.728	39%
Gasto de financiación neto	\$ 17.281	\$ 16.056	8%

El gasto de financiación neto aumentó un 8% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025, en comparación con el mismo período en 2024, principalmente como resultado de un aumento en la deuda total y un aumento en los gastos de financiación no en efectivo, compensados por una disminución en las tasas de interés de referencia.

Gasto por Remuneración Basada en Acciones

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2025	2024	Cambio
Gasto de unidades liquidadas en acciones	\$ 46	\$ 376	(88%)
Gasto de unidades liquidadas en efectivo	391	(324)	n/a
Remuneración basada en acciones	\$ 437	\$ 52	740%

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 disminuyó en un 88% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025, en comparación con el mismo período en 2024, debido a que no se otorgaron nuevas opciones de compra de acciones a los empleados durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2025.

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. La Compañía realizó un gasto de unidades liquidadas en efectivo de \$0,4 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025, comparado con una recuperación para el mismo período en 2024. La recuperación en los tres meses terminados en marzo 31 de 2024 fue el resultado de una disminución del precio de la acción de Canacol.

Gasto por Agotamiento y Depreciación

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2025	2024	Cambio
Gasto de agotamiento y depreciación	\$ 17.259	\$ 19.026	(9%)
\$/boe	\$ 8,07	\$ 7,54	7%

El gasto de agotamiento y depreciación disminuyó un 9% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025, en comparación con el mismo período en 2024, debido a menor producción. El gasto de agotamiento y depreciación por boe aumentó un 7% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025, en comparación con el mismo período en 2024, como resultado de una tasa de agotamiento más alta.

Gasto de Impuesto sobre la Renta

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2025	2024	Cambio
Gasto de impuesto sobre la renta corriente	\$ 14.598	\$ 17.183	(15%)
Gasto (recuperación) de impuesto sobre la renta diferido	(19.516)	535	n/a
Gasto (recuperación) de impuesto sobre la renta	\$ (4.918)	\$ 17.718	n/a

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 2025. Además, el ingreso gravable generado por el negocio relacionado con el petróleo crudo estuvo sujeto a una sobretasa adicional del 10%.

El gasto de impuesto sobre la renta corriente para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025 disminuyó un 15% en comparación con el mismo período en 2024. Esto se debió a una disminución del 8% en el EBITDA, y al resultado del proceso de reestructuración corporativa que comenzó en el cuatro trimestre de 2022 para mejorar la alineación operacional y crear una estructura más rentable.

Para los tres meses terminados en marzo 25 de 2025, la Compañía reconoció una recuperación de impuesto diferido de \$19,5 millones, principalmente como resultado del impacto del cambio de moneda extranjera en las pérdidas tributarias no usadas y los fondos de capital de la Compañía.

Pagos en Efectivo de Impuesto sobre la Renta

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2025	2024	Cambio
Pagos y cuotas de impuesto sobre la renta	\$ 14.636	\$ 13.578	8%
Impuesto retenido	\$ 9.418	\$ 6.396	47%

Gastos de Capital

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2025	2024
Tierra, sísmica, EIA y comunidades	\$ 491	\$ 3.014
Perforación, terminación, prueba y reparaciones	42.843	28.213
Instalaciones, equipo e infraestructuras	6.072	6.859
Inventario de almacén, activos corporativos y otros	(1.642)	(3.685)
G&A capitalizados	2.713	1.535
Ingresos por disposición	—	(58)
Gastos de capital en efectivo netos	50.477	35.878
Costos y ajustes distintos a efectivo:		
Activos de derecho de uso arrendados	66	3.000
Disposición	—	51
Cambio en obligaciones de desmantelamiento y otros	(1.165)	(954)
Gastos de capital netos	\$ 49.378	\$ 37.975
Gastos de capital netos contabilizados como:		
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 20.189	\$ 12.965
Gastos en propiedades, planta y equipo	29.189	25.017
Disposición	—	(7)
Gastos de capital netos	\$ 49.378	\$ 37.975

Los gastos de capital netos para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025 están relacionados principalmente con:

- Pozo de exploración Natilla-2ST;
- Pozo de evaluación Fresa-3;
- Pozo de desarrollo Siku-2;
- Pozo de desarrollo Lulo-3;
- Pozo de exploración Chibigui-1;
- Costos relacionados con instalaciones de compresión y reparaciones en los bloques VIM-5 y VIM-21; y
- Costos de tierra, comunidades y otros en los bloques Esperanza, VIM-5, VIM-21 y SSJN-7.

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.

En marzo 26 de 2025, la Compañía recompró \$5,0 millones de Títulos Preferenciales por \$2,7 millones en efectivo. Los Títulos Preferenciales recomprados fueron posteriormente cancelados en abril de 2025.

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 2025 era de \$200 millones.

Línea de Préstamo a Plazo Preferencial

En septiembre 3 de 2024, la Compañía contrató una línea de préstamo a plazo preferencial garantizado de \$75 millones (el "Préstamo a Plazo") con Macquarie Group ("Macquarie"). El uso inicial fue de \$50 millones, con un compromiso adicional de \$25 millones disponibles por un período de 12 meses en caso de que se cumplan ciertas medidas de producción. El Préstamo a Plazo tiene una tasa de interés anual de SOFR + 10% sobre los montos usados y 2,4% sobre los montos no usados. El Préstamo a Plazo está previsto para ser amortizado en cuatro cuotas trimestrales iguales a partir de diciembre 3 de 2025. No se pueden hacer pagos anticipados durante los primeros 12 meses. El Préstamo a Plazo está garantizado por todos los activos materiales de la Compañía.

En conexión con el Préstamo a Plazo, se emitieron 1.888.448 garantías de compra de acciones ordinarias (las "Garantías") a Macquarie, y cada Garantía da derecho a Macquarie a comprar una acción ordinaria de la Compañía a C\$3,80. Las Garantías vencerán tres años después de la fecha de emisión. Las Garantías fueron valoradas en \$1,6 millones (\$1,4 millones netos de comisiones) al inicio y se reconocieron en Otras Reservas a marzo 31 de 2025.

Pactos Financieros

Los Títulos Preferenciales, la RCF y el Préstamo a Plazo de la Compañía incluyen varios pactos relacionados con apalancamiento máximo, cobertura de interés mínima, requisitos de liquidez mínimos, valor de reservas mínimo, endeudamiento, operaciones, inversiones, ventas de activos, gastos de capital y otros pactos operativos estándares del negocio.

Los pactos financieros de la Compañía incluyen:

- Razón de Apalancamiento Consolidada: una razón máxima de deuda total consolidada, menos efectivo y equivalentes de efectivo, a EBITDAX ajustado de los últimos 12 meses, de 3,25:1,00 (endeudamiento) o 3,50:1,00 (mantenimiento).
- Razón de Cobertura de Interés Consolidada: una razón mínima de EBITDAX ajustado de los últimos 12 meses, a gasto de interés de los últimos 12 meses, excluyendo gastos no en efectivo, de 2,50:1,00.
- Razón Corriente Consolidada: una razón mínima de activos corrientes ajustados a pasivos corrientes ajustados de 1,00:1,00.
- Razón de Cobertura de Activo Consolidada: una razón mínima de valor presente neto total de las reservas productivas desarrolladas probadas antes de impuestos (descontado al 10%), a la fecha de reporte de reservas más reciente («Valor PDP PV10» [por su sigla en inglés]), a capital usado y pendiente del Préstamo a Plazo de 2,50 a 1,00.

A marzo 31 de 2025, la Compañía estaba en cumplimiento de los pactos.

	Marzo 31 de 2025	Diciembre 31 de 2024
Títulos Preferenciales – capital (5,75%)	\$ 495.000	\$ 500.000
RCF (SOFR + 4,5%)(1)	200.000	200.000
Préstamo a plazo (SOFR + 10%)(1)	50.000	50.000
Obligaciones de arrendamiento	11.214	12.313
Deuda total	756.214	762.313
Superávit de capital de trabajo	(14.153)	(45.524)
Deuda neta	\$ 742.061	\$ 716.789

(1) La tasa SOFR para los tres meses terminados en marzo 31 de 2025 fue de 4,33%.

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

	Marzo 31 de 2025	Diciembre 31 de 2024
Deuda total	\$ 756.214	\$ 762.313
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo	(79.139)	(79.201)
Deuda neta para efectos del pacto	\$ 677.075	\$ 683.112
EBITDAX ajustado	\$ 291.353	\$ 296.126
Razón de Apalancamiento Consolidada	2,32	2,31

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

	Marzo 31 de 2025	Diciembre 31 de 2024
EBITDAX ajustado	\$ 291.353	\$ 296.126
Gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo	58.904	58.068
Razón de Cobertura de Interés Consolidada	4,95	5,10

La Razón Corriente Consolidada se calcula como se indica a continuación:

	Marzo 31 de 2025	Diciembre 31 de 2024
a) Activos Corrientes Consolidados		
Activos corrientes consolidados, según han sido reportados	\$ 151.939	\$ 173.828
Más: Inventario de materiales en bodega (con tope)	20.000	20.000
Activos corrientes consolidados para efectos del pacto	\$ 171.939	\$ 193.828
b) Pasivos Corrientes Consolidados		
Pasivos corrientes consolidados, según han sido reportados	\$ 167.627	\$ 145.283
Menos: Parte corriente de obligaciones de arrendamiento	4.841	4.479
Menos: Parte corriente de deuda a largo plazo	25.000	12.500
Menos: Ingreso diferido (con tope)	15.000	15.000
Pasivos corrientes consolidados para efectos del pacto	\$ 122.786	\$ 113.304
Razón Corriente Consolidada	1,40	1,71

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

	Marzo 31 de 2025	Diciembre 31 de 2024
Valor PDP PV10	\$ 263.106	\$ 263.106
Saldo de capital del Préstamo a Plazo	50.000	50.000
Razón de Cobertura de Activo Consolidada	5,26	5,26

A mayo 7 de 2025, la Compañía tenía en circulación 34,1 millones de acciones ordinarias, 0,7 millones de opciones de compra de acciones, 1,8 millones de UAR, DSU y PSU, y 1,9 millones de garantías de compra de acciones.

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 2025:

	Menos de 1 año		1-3 años		Más de 3 años		Total
Deuda de largo plazo - capital	\$	25.000	\$	225.000	\$	495.000	\$ 745.000
Obligaciones de arrendamiento - no descontadas		5.203		6.753		—	11.956
Cuentas por pagar, comerciales y otras		93.550		—		—	93.550
Impuestos por pagar		21.360		—		—	21.360
Otras obligaciones de largo plazo		952		3.199		2.384	6.535
Pasivo de remuneración de incentivo de largo plazo		1.397		1.095		—	2.492
Contratos de exploración y producción		13.324		9.911		1.759	24.994
Contratos operativos de estaciones de compresión		1.016		1.777		—	2.793
	\$	161.802	\$	247.735	\$	499.143	\$ 908.680

Cartas de Crédito

A marzo 31 de 2025, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$61,0 millones (\$66,9 millones a diciembre 31 de 2024) 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 2025 de \$25,0 millones y ha emitido \$13,8 millones del total de \$61,0 millones de garantías financieras relacionadas con ellos.

Sostenibilidad

Canacol actualmente es una productora de gas natural sostenible líder en las Américas. En 2024, la Compañía logró intensidades de emisión de GHG [sigla en inglés de Gases de Efecto Invernadero] de Alcance 1 y 2 que fueron más de un 45% inferiores en promedio a las de sus pares enfocados en gas y más de un 75% inferiores en promedio a las de sus 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 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 apunta a reducir las emisiones de Alcance 1 y 2 en un 35% para 2035 y lograr la neutralidad de carbono para 2050. El objetivo de la Compañía en asuntos ESG [sigla en inglés de Ambientales, Sociales y de Gobierno] 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, y 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, velan por el cumplimiento normativo y minimizan el riesgo.

Estos logros reflejan la dedicación de Canacol a la sostenibilidad y su rol como líder en la industria. Esto es reconocido por terceras agencias de calificación ESG y de sostenibilidad, donde mantuvimos una calificación de 'A' en MSCI por segundo año consecutivo y fuimos posicionados entre los 10 primeros del Anuario de Sostenibilidad de 2024 de acuerdo con la Evaluación de Sostenibilidad Corporativa ("CSA" [por su sigla en inglés]) de S&P Global Sustainable 1.

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

En 2025, la Compañía está enfocada en:

- i. Mantener y aumentar la generación de EBITDA y las reservas de Canacol mediante inversión en proyectos de perforación, reparaciones y nuevas instalaciones, para aprovechar los precios más altos de productos básicos;
- ii. Explorar oportunidades de exploración de gas de mayor impacto en el Valle del Bajo Magdalena (“VBM”);
- iii. Reducir la deuda;
- iv. Sentar las bases para poder iniciar operaciones en Bolivia en 2026; y
- v. Continuar con el compromiso de la Compañía con su estrategia ESG sobre una base rentable.

La Compañía espera que los precios de productos básicos se mantengan fuertes para lo que resta de 2025, y por esta razón, en 2025, la Compañía disminuyó sus volúmenes en firme para maximizar la exposición al mercado de ventas al contado. En línea con mantener y aumentar las reservas y la producción de Canacol en sus activos principales en el VBM, la Compañía planea optimizar su producción e incrementar las reservas mediante la perforación de hasta 11 pozos de exploración/evaluación y tres pozos de desarrollo, montar nuevas instalaciones de compresión y procesamiento según sea necesario, y completar las reparaciones de los pozos productivos en sus campos de gas claves. Estas actividades de desarrollo y exploración están planeadas para respaldar la sólida generación de EBITDA de Canacol y permitir a la Compañía capitalizar la fuerte dinámica del mercado de gas en 2025. Los pozos de desarrollo planeados incluyen los pozos Clarinete-11, Siku-2 y Lulo-3, todos los cuales ya han sido perforados con éxito y puestos en producción. El plan de perforación para exploración incluye 10 pozos de exploración/evaluación de gas en el VBM y un pozo de exploración de gas y condensado en el Valle del Magdalena Medio (“VMM”). Los pozos de exploración notables en el VBM incluyen operaciones continuas en Natilla-2.

La Compañía actualmente está preparando la desviación del pozo de exploración Natilla-2. Las operaciones actuales incluyen la instalación de una cuchara dentro de la carcasa de 7 pulgadas antes de fresar una ventana e iniciar la perforación de la desviación. El objetivo de la desviación es volver a perforar el intervalo de Porquero que contiene gas y continuar perforando el objetivo de arenisca de CDO primario más profundo.

La Compañía completó la perforación del pozo de evaluación Fresa-3 a mediados de abril de 2025. El pozo encontró 93 pies de TVD de zona neta de gas dentro del depósito principal de arenisca de CDO, y actualmente está produciendo a una tasa de 8,6 MMcfpd de gas natural.

En los últimos años la Compañía ha acumulado una superficie significativa en el VMM, y en 2025 la Compañía planea perforar el prospecto Valiente, apuntando a una gran estructura poco profunda ubicada aproximadamente cinco kilómetros al sur y arriba de la cuesta del campo de gas Opón descubierto en 1965 por Cities Services y después desarrollado por Amoco en 1997.

La Compañía también continúa sus esfuerzos con respecto al proyecto de exploración Pola ubicado en el VMM. Pola es un gran prospecto que apunta a gas dentro de depósitos de edad cretácica a profundidades cercanas a los 17.000 pies. Dado el costo relativamente alto del pozo, la Compañía actualmente está evaluando sus opciones con respecto a cómo proceder con el proyecto.

En Bolivia, la Compañía está a la espera de la ratificación y formalización por parte del Congreso de tres contratos de exploración (Arenales, Ovai y Florida Este) y un contrato de redesarrollo de campo (Tita) para establecer la fecha de entrada en vigor de los cuatro contratos. La Compañía actualmente se está preparando para solicitar el permiso ambiental para Tita, junto con la formulación de planes de desarrollo, con el fin de iniciar las actividades de reactivación del campo en 2026.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

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

	2025	2024				2023			
	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	
Financieros									
Ingresos totales, netos de regalías y gasto de transporte ⁽¹⁾	72.735	98.339	87.934	88.288	77.691	79.718	76.618	74.605	
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	39.316	52.119	57.909	57.121	42.226	30.958	48.950	33.686	
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	1,15	1,53	1,70	1,67	1,24	0,91	1,44	0,99	
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	1,15	1,53	1,70	1,67	1,24	0,91	1,44	0,99	
Flujos de caja aportados (usados) por actividades operativas	62.588	42.428	21.692	49.202	54.719	22.571	66.212	(24.413)	
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	31.801	(25.434)	10.346	(21.298)	3.654	29.897	(524)	39.990	
Por acción – básica (\$)	0,93	(0,75)	0,30	(0,62)	0,11	0,88	(0,02)	1,17	
Por acción – diluida (\$)	0,93	(0,75)	0,30	(0,62)	0,11	0,88	(0,02)	1,17	
EBITDAX ajustado ⁽¹⁾	56.268	76.054	85.844	73.187	61.041	53.144	62.103	60.654	
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	34.120	34.115	34.111	34.111	34.111	34.111	34.111	34.111	
Promedio ponderado de acciones en circulación - diluido	34.209	34.115	34.111	34.111	34.111	34.111	34.111	34.111	
Gastos de capital en efectivo netos ⁽¹⁾	50.477	28.634	23.928	33.853	35.878	72.246	43.830	51.985	
Operaciones									
Producción									
Gas natural y GNL (Mcfpd)	133.773	161.360	164.551	162.652	154.043	168.127	181.028	187.687	
Petróleo de Colombia (bopd)	1.227	933	1.607	1.700	1.405	627	531	527	
Total (boepd)	24.696	29.242	30.476	30.235	28.430	30.123	32.290	33.455	
Ventas contractuales realizadas									
Gas natural y GNL (Mcfpd)	128.693	158.033	159.764	158.541	150.421	164.840	178.188	184.752	
Petróleo de Colombia (bopd)	1.195	947	1.594	1.681	1.389	590	511	523	
Total (boepd)	23.773	28.672	29.623	29.495	27.779	29.509	31.772	32.936	
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾									
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	5,48	6,12	5,25	5,34	4,90	4,39	4,14	3,94	
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	13,76	11,54	19,81	21,98	20,15	13,29	25,99	18,57	
Corporativas (\$/boe)	30,36	34,18	29,42	29,95	27,51	24,82	23,62	22,36	

(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 2025 para los riesgos e incertidumbres según están identificados en el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2024. 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 2024, 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 2025. 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 2025, 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.