

# CANACOL ENERGY LTD.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN  
TRES Y SEIS MESES TERMINADOS EN JUNIO 30 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 junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2025	2024	Variación	2025	2024	Variación
Ingresos totales, netos de regalías y gasto de transporte <sup>(1)</sup>	64.809	88.288	(27%)	137.544	165.979	(17%)
Fondos ajustados provenientes de las operaciones <sup>(1)</sup>	36.855	57.121	(35%)	76.171	99.347	(23%)
Por acción – básicos (\$) <sup>(1)</sup>	1,08	1,67	(35%)	2,23	2,91	(23%)
Por acción – diluidos (\$) <sup>(1)</sup>	1,08	1,67	(35%)	2,23	2,91	(23%)
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	13.856	(21.298)	n/a	45.657	(17.644)	n/a
Por acción – básica (\$)	0,41	(0,62)	n/a	1,34	(0,52)	n/a
Por acción – diluida (\$)	0,41	(0,62)	n/a	1,34	(0,52)	n/a
Flujos de caja aportados por actividades operativas	33.351	49.202	(32%)	95.939	103.921	(8%)
Por acción – básicos (\$) <sup>(1)</sup>	0,98	1,44	(32%)	2,81	3,05	(8%)
Por acción – diluidos (\$) <sup>(1)</sup>	0,98	1,44	(32%)	2,81	3,05	(8%)
EBITDAX ajustado <sup>(1)</sup>	47.350	73.187	(35%)	103.618	134.228	(23%)
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	34.120	34.111	—%	34.120	34.111	—%
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido	34.120	34.111	—%	34.121	34.111	—%
Gastos de capital en efectivo, netos <sup>(1)</sup>	57.052	33.853	69%	107.529	69.731	54%
				Junio 30 de 2025	Diciembre 31 de 2024	Variación
Efectivo y equivalentes a efectivo				37.046	79.201	(53%)
Superávit (déficit) de capital de trabajo				(20.875)	45.524	n/a
Deuda total				755.055	762.313	(1%)
Activos totales				1.240.255	1.215.777	2%
Acciones ordinarias, fin del período (000)				34.120	34.120	—%
Operativos	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2025	2024	Variación	2025	2025	Variación
Producción						
Gas natural y GNL (Mcfpd)	124.345	162.652	(24%)	129.033	158.348	(19%)
Petróleo de Colombia (bopd)	1.380	1.700	(19%)	1.304	1.552	(16%)
Total (boepd)	23.195	30.235	(23%)	23.941	29.332	(18%)
Ventas contractuales realizadas						
Gas natural y GNL (Mcfpd)	118.972	158.541	(25%)	123.805	154.481	(20%)
Petróleo de Colombia (bopd)	1.382	1.681	(18%)	1.289	1.535	(16%)
Total (boepd)	22.254	29.495	(25%)	23.009	28.637	(20%)
Ganancias operacionales netas <sup>(1)</sup>						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	5,11	5,34	(4%)	5,30	5,12	4%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	16,32	21,98	(26%)	15,14	21,14	(28%)
Corporativas (\$/boe)	28,34	29,95	(5%)	29,37	28,77	2%

(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” [por su sigla en inglés]) tiene fecha agosto 6 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 y seis meses terminados en junio 30 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, así como los estados financieros consolidados auditados y el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2024. Los estados financieros fueron preparados por la administración de acuerdo con las Normas Contables NIIF [Normas Internacionales de Información Financiera], 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 capacidad de 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 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 [gas natural licuado] 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** – 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 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. Los gastos de capital en efectivo netos representan los gastos de capital netos de enajenaciones, excluyendo costos distintos a efectivo y ajustes tales como la adición de activos arrendados con derecho de uso y 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, y para pagar dividendos y pagar su deuda. Estas medidas no deben ser consideradas como una alternativa a, ni como más significativas que, el efectivo proveniente de actividades operativas, o el ingreso (la pérdida) neto(a) y el ingreso (la pérdida) total, 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 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	
	2025	2024	2025	2024
Flujos de caja aportados por actividades operativas	\$ 33.351	\$ 49.202	\$ 95.939	\$ 103.921
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	3.504	7.733	(19.768)	(5.461)
Liquidación de obligaciones de desmantelamiento	—	186	—	887
<b>Fondos ajustados provenientes de las operaciones</b>	<b>\$ 36.855</b>	<b>\$ 57.121</b>	<b>\$ 76.171</b>	<b>\$ 99.347</b>

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

	2024		2025		Período Total
	Trimestre 3	Trimestre 4	Trimestre 1	Trimestre 2	
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	\$ 10.346	\$ (25.434)	\$ 31.801	\$ 13.856	\$ 30.569
(+) Gasto de interés	15.395	14.682	14.557	14.472	59.106
(+) Gasto de impuesto de renta (recuperación)	31.473	51.806	(4.918)	(4.807)	73.554
(+) Amortización de costo de la deuda	2.175	2.759	2.726	2.771	10.431
(+) Agotamiento y depreciación	20.254	23.071	17.259	17.245	77.829
(+) Deterioro de exploración	—	2.252	—	—	2.252
(+) Costos previos a la licencia	109	437	70	180	796
(+) Pérdida (ganancia) en diferencia en cambio no realizada	2.825	4.073	(4.111)	1.656	4.443
(+/-) Otros ítems distintos a efectivo o no recurrentes <sup>(1)</sup>	3.267	2.408	(1.116)	1.977	6.536
<b>EBITDAX ajustado</b>	<b>\$ 85.844</b>	<b>\$ 76.054</b>	<b>\$ 56.268</b>	<b>\$ 47.350</b>	<b>\$ 265.516</b>

(1) Compuestos principalmente por ganancia en recompra de Títulos Preferenciales, gasto de remuneración basada en acciones y gasto de acumulación.

	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
(+) Amortización de costo de la deuda	2.016	2.021	2.009	2.014	8.060
(+) Agotamiento y depreciación	17.619	20.086	19.026	19.433	76.164
(+) Deterioro de exploración	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 <sup>(1)</sup>	2.359	1.457	4.163	5.344	13.323
<b>EBITDAX ajustado</b>	<b>\$ 62.103</b>	<b>\$ 53.144</b>	<b>\$ 61.041</b>	<b>\$ 73.187</b>	<b>\$ 249.475</b>

(1) Compuestos principalmente por ingreso por inversión de capital, gasto de remuneración basada en acciones, gasto de acumulación y pérdida realizada en garantías.

*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 del 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” [sigla en inglés de barril de petróleo equivalente]. 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 [sigla en inglés de miles de pies cúbicos]: 1 bbl [sigla en inglés de barril] 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 y Seis Meses Terminados en Junio 30 de 2025

- La ganancia neta operativa de gas natural y gas natural licuado ("GNL") de la Compañía disminuyó un 4% a \$5,11 por Mcf para los tres meses terminados en junio 30 de 2025, en comparación con \$5,34 por Mcf para el mismo período en 2024. La disminución se debe principalmente a un aumento en los gastos operativos por Mcf como resultado de los gastos operativos fijos sobre un menor volumen de ventas. La ganancia neta operativa de gas natural y GNL de la Compañía aumentó un 4% a \$5,30 por Mcf para los seis meses terminados en junio 30 de 2025, en comparación con \$5,12 por Mcf para el mismo período en 2024. El aumento se debe a un incremento en los precios promedios de venta, compensado por un aumento en los gastos operativos por Mcf.
- El EBITDAX ajustado disminuyó un 35% y un 23% a \$47,4 millones y \$103,6 millones para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025, respectivamente, en comparación con \$73,2 y \$134,2 millones para los mismos períodos en 2024, respectivamente. La disminución se debe principalmente a una reducción en los volúmenes de ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones disminuyeron un 35% y un 23% a \$36,9 millones y \$76,2 millones para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025, respectivamente, en comparación con \$57,1 millones y \$99,3 millones para los mismos períodos en 2024, respectivamente, principalmente por una reducción en el EBITDAX
- Los ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte, para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025, disminuyeron un 27% y un 17% a \$64,8 millones y \$137,5 millones, respectivamente, en comparación con \$88,3 y \$166,0 millones para los mismos períodos en 2024, respectivamente, principalmente por una reducción en los volúmenes de ventas realizadas de gas natural y GNL.
- El volumen de ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL disminuyó un 25% y un 20% a 119,0 MMcfpd y 123,8 MMcfpd para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025, respectivamente, en comparación con 158,5 MMcfpd y 154,5 MMcfpd para los mismos períodos en 2024, respectivamente.
- La Compañía obtuvo una ganancia neta de \$13,9 millones y \$45,7 millones para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025, respectivamente, en comparación con una pérdida neta de \$21,3 millones y \$17,6 millones para los mismos períodos en 2024, respectivamente. El aumento en la ganancia neta es el resultado de reconocer una recuperación del impuesto sobre la renta diferido no en efectivo de \$14,1 y \$33,6 para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025, respectivamente, en comparación con un gasto por impuesto sobre la renta diferido no en efectivo de \$42,6 millones y \$43,1 millones para los mismos períodos en 2024, respectivamente.
- Los gastos de capital en efectivo netos para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025 fueron de \$57,1 millones y \$107,5 en comparación con \$33,9 y \$ 69,7 millones para los mismos períodos en 2024, respectivamente. El aumento está relacionado principalmente con el costo de la perforación del pozo de exploración Natilla-2.
- A junio 30 de 2025, la Compañía tenía \$37,0 millones en efectivo y equivalentes a efectivo y \$20,9 millones en déficit de capital de trabajo.

## Resultados de las Operaciones

Para los tres meses terminados en junio 30 de 2025, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de los bloques Esperanza, VIM-5, VIM-21 y VIM-33 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 inferior al uno por ciento de la producción total de gas natural y GNL y, por lo tanto, los resultados se han combinado como "Gas Natural y GNL".

En noviembre 2 de 2024, la Compañía perforó el pozo de exploración Natilla-2 ubicado en su bloque SSJN-7, apuntando a un gran prospecto de gas natural con objetivos primarios y secundarios dentro del depósito de arenisca Ciénaga de Oro ("CDO") y las formaciones medias de Porquero suprayacentes, respectivamente. El pozo encontró dificultades de perforación a una profundidad de 13.631 pies de profundidad medida ("ft MD" [por su sigla en inglés]) dentro de la formación media de Porquero. El pozo Natilla-2 fue desviado ("Natilla-2 ST1") 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 encima del objetivo primario CDO subyacente. El pozo encontró una sección bruta de aproximadamente 550 pies de TVD de arenisca y lutitas intercaladas dentro de Porquero con buena calidad de depósito según lo indicado por los registros sísmicos y de resistividad recolectados durante la perforación. Las presiones de formación en esta sección de Porquero oscilaron entre 12.500 y 13.500 psi según la herramienta PWD (Presión Durante la Perforación [por su sigla en inglés]), indicando 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 entrada de gas en el pozo. Mientras se ejecutaba el revestimiento para aislar a Porquero, se encontraron dificultades asociadas con las altas presiones y el pozo fue desviado nuevamente ("Natilla-2 ST2") y alcanzó una profundidad total de 15.250 pies en la base de Porquero. El pozo posteriormente encontró dificultades al ejecutar el revestimiento y fue desviado nuevamente ("Natilla-2 ST3"). Natilla-2 ST3 alcanzó una profundidad total de 15.616 pies de TVD cerca de la base de la Formación Porquero, el punto de revestimiento intermedio planeado del pozo situado justo encima del objetivo primario de arenisca CDO subyacente. El pozo encontró los mismos intervalos de arena de Porquero cargados de gas a presión que estaban presentes en Natilla-2 ST1 y ST2. Después de perforar a la profundidad intermedia del revestimiento de 15.750 pies de profundidad medida sin problemas, se realizó un viaje de limpieza del orificio antes de ejecutar el revestimiento. Durante el viaje de limpieza del pozo, se encontró un aumento de la inestabilidad y las presiones del pozo que en últimas resultaron en el abandono temporal del pozo. La plataforma ha sido liberada mientras se prepara un plan futuro para perforar un nuevo pozo Natilla-3 dirigido a las areniscas cargadas de gas encontradas en los diversos desvíos del pozo Natilla-2. El nuevo plan de perforación incorporará técnicas de perforación para abordar la dificultad en la ejecución del revestimiento de producción a través de las arenas cargadas de gas sobrepresurizado encontradas en Porquero y, una vez abordada, continuar profundizando el pozo hasta el objetivo principal del depósito de arenisca CDO.

En abril 7 de 2025, la Compañía perforó el pozo de evaluación Siku-3 ubicado en su bloque VIM-5. El pozo Siku-3 encontró 200 pies de TVD de zona de gas dentro del depósito de arenisca CDO. El pozo Siku-3 fue conectado y actualmente está produciendo aproximadamente a 5 MMcfpd.

En mayo 24 de 2025, la Compañía perforó el pozo de exploración Zamia-1 ubicado en su bloque VIM-5. El pozo Zamia-1 encontró 32 pies de TVD de zona de gas dentro del depósito de arenisca CDO. El pozo Zamia-1 fue entubado, completado y conectado, y actualmente está produciendo aproximadamente a 8 MMcfpd.

En junio 13 de 2025, la Compañía perforó el pozo de exploración Borbón-1 ubicado en su bloque VIM-44. El pozo Borbón-1 encontró 157 pies de TVD de zona de gas dentro del depósito de arenisca CDO. El pozo Borbón-1 fue entubado, completado y conectado, y actualmente está produciendo aproximadamente a 8 MMcfpd.

En junio 30 de 2025, la Compañía perforó el pozo de evaluación Fresa-4 ubicado en su bloque VIM-21. El pozo Fresa-4 apuntaba a areniscas cargadas de gas dentro del depósito CDO ubicado aproximadamente 1 kilómetro arriba del buzamiento y al noroeste del pozo de evaluación Fresa-3 recientemente perforado. El pozo de evaluación Fresa-4 encontró 122 pies de TVD de zona de gas dentro del depósito de arenisca CDO. El pozo Fresa-4 fue conectado y actualmente está produciendo aproximadamente a 9 MMcfpd.

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

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

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2025	2024	Variación	2025	2024	Variación
<b>Gas Natural y GNL (Mcfpd)</b>						
Producción de gas natural y GNL	124.345	162.652	(24%)	129.033	158.348	(19%)
Consumo de campo	(5.453)	(4.111)	33%	(5.268)	(3.997)	32%
Ventas de gas natural y GNL	118.892	158.541	(25%)	123.765	154.351	(20%)
Volúmenes en firme (2)	80	—	n/a	40	130	(69%)
<b>Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL</b>	<b>118.972</b>	<b>158.541</b>	<b>(25%)</b>	<b>123.805</b>	<b>154.481</b>	<b>(20%)</b>
<b>Petróleo de Colombia (bopd)</b>						
Producción de petróleo crudo	1.380	1.700	(19%)	1.304	1.552	(16%)
Movimientos de inventario y otros	2	(19)	(111%)	(15)	(17)	(12%)
<b>Ventas de petróleo de Colombia</b>	<b>1.382</b>	<b>1.681</b>	<b>(18%)</b>	<b>1.289</b>	<b>1.535</b>	<b>(16%)</b>
<b>Corporativas (boepd)</b>						
Producción de gas natural y GNL	21.815	28.535	(24%)	22.637	27.780	(19%)
Producción de petróleo de Colombia	1.380	1.700	(19%)	1.304	1.552	(16%)
Producción total	23.195	30.235	(23%)	23.941	29.332	(18%)
Consumo de campo e inventario	(955)	(740)	29%	(939)	(718)	31%
Ventas corporativas totales	22.240	29.495	(25%)	23.002	28.614	(20%)
Volúmenes en firme (2)	14	—	n/a	7	23	(70%)
<b>Ventas contractuales realizadas totales</b>	<b>22.254</b>	<b>29.495</b>	<b>(25%)</b>	<b>23.009</b>	<b>28.637</b>	<b>(20%)</b>

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

- 1) *Ventas de Gas Natural y GNL*: Representan la producción de gas natural y GNL menos 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 son entregadas, por 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; o 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 2025 promediaron 119,0 y 123,8 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 25% y 20% en las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2024, respectivamente, se debe a descenso natural compensado por éxitos en la exploración.

La disminución de 18% y 16% en las ventas de petróleo de Colombia para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2024, respectivamente, se debe a descenso natural.

## Ingresos, Netos de Regalías y Gastos de Transporte

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2025	2024	Variación	2025	2024	Variación
<b>Gas Natural y GNL</b>						
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 75.674	\$ 105.018	(28%)	\$ 162.680	\$ 200.838	(19%)
Gastos de transporte	(2.445)	(6.271)	(61%)	(5.678)	(11.964)	(53%)
Ingresos, netos de gastos de transporte	73.229	98.747	(26%)	157.002	188.874	(17%)
Regalías	(12.120)	(15.773)	(23%)	(26.559)	(32.804)	(19%)
<b>Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte</b>	<b>\$ 61.109</b>	<b>\$ 82.974</b>	<b>(26%)</b>	<b>\$ 130.443</b>	<b>\$ 156.070</b>	<b>(16%)</b>
<b>Petróleo de Colombia</b>						
Ingresos de petróleo crudo	\$ 2.991	\$ 4.671	(36%)	\$ 5.724	\$ 8.566	(33%)
Gastos de transporte	(4)	(12)	67%	(27)	(30)	(10%)
Ingresos, netos de gastos de transporte	2.987	4.659	(36%)	5.697	8.536	(33%)
Regalías	(90)	(126)	(29%)	(155)	(270)	(43%)
<b>Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte</b>	<b>\$ 2.897</b>	<b>\$ 4.533</b>	<b>(36%)</b>	<b>\$ 5.542</b>	<b>\$ 8.266</b>	<b>(33%)</b>
<b>Corporativos</b>						
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 75.674	\$ 105.018	(28%)	\$ 162.680	\$ 200.838	(19%)
Ingresos de petróleo crudo	2.991	4.671	(36%)	5.724	8.566	(33%)
Ingresos totales	78.665	109.689	(28%)	168.404	209.404	(20%)
Regalías	(12.210)	(15.899)	(23%)	(26.714)	(33.074)	(19%)
Ingresos de producción de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías	66.455	93.790	(29%)	141.690	176.330	(20%)
Ingreso en espera por generación de energía	764	781	(2%)	1.520	1.534	(1%)
Ingreso de gas natural en firme	39	—	n/a	39	109	(64%)
Ingresos totales, netos de regalías, según lo reportado	67.258	94.571	(29%)	143.249	177.973	(20%)
Gastos de transporte	(2.449)	(6.283)	(61%)	(5.705)	(11.994)	(52%)
<b>Ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte</b>	<b>\$ 64.809</b>	<b>\$ 88.288</b>	<b>(27%)</b>	<b>\$ 137.544</b>	<b>\$ 165.979</b>	<b>(17%)</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 2025, disminuyeron un 26% y un 17% a \$73,2 millones y \$157,0 millones, respectivamente, en comparación con \$98,7 millones y \$188,9 millones para los mismos períodos en 2024, respectivamente, principalmente 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 2025, disminuyeron un 36% y un 33%, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2024, respectivamente, principalmente por un menor precio promedio de venta y un menor volumen de ventas.

Durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025, 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 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 es realmente entregado.

A junio 30 de 2025, la Compañía tenía un ingreso diferido de \$20,4 millones (\$18,5 millones a diciembre 31 de 2024) que estaba relacionado con nominaciones de ventas de gas natural y GNL no entregadas que fueron pagadas 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 que 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 61% y un 53% para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2024, respectivamente, por una reducción 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		
	2025	2024	Variación	2025	2024	Variación
<b>Gas Natural</b>						
Regalías de Esperanza	\$ 402	\$ 1.023	(61%)	\$ 1.233	\$ 1.819	(32%)
Regalías de VIM-5	9.285	11.644	(20%)	21.063	26.496	(21%)
Regalías de VIM-21	2.390	3.106	(23%)	4.174	4.489	(7%)
Regalías de VIM-33	43	—	n/a	89	—	n/a
<b>Gasto de Regalías</b>	<b>\$12.120</b>	<b>\$15.773</b>	<b>(23%)</b>	<b>\$26.559</b>	<b>\$32.804</b>	<b>(19%)</b>
<b>Tasas de Regalías de Gas Natural</b>						
Esperanza	7,5%	8,6%	(13%)	7,8%	8,8%	(11%)
VIM-5	22,0%	22,0%	—%	22,0%	22,3%	(1%)
VIM-21	9,5%	9,4%	1%	9,4%	9,5%	(1%)
VIM-33	7,9%	—%	n/a	7,7%	—%	n/a
<b>Tasa de Regalía de Gas Natural</b>	<b>16,6%</b>	<b>16,0%</b>	<b>4%</b>	<b>16,9%</b>	<b>17,4%</b>	<b>(3%)</b>

Las regalías de gas natural de la Compañía generalmente son a una tasa de 6,4%, hasta que la producción neta del campo alcanza los 5.000 boepd, punto en el cual las tasas de 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, VIM-21 y VIM-33 está sujeta a un factor x de regalía adicional a tasas de 13%, 3% y 1%, respectivamente.

## 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		
	2025	2024	Variación	2025	2024	Variación
<b>Precios Promedios de Referencia</b>						
Henry Hub (\$/MMbtu)	\$ 3,64	\$ 2,81	30%	\$ 3,89	\$ 2,28	71%
Alberta Energy Company ("AECO") (\$/MMbtu)	\$ 1,04	\$ 0,58	79%	\$ 1,27	\$ 0,94	35%
Brent (\$/bbl)	\$ 69,80	\$ 83,00	(16%)	\$ 70,64	\$ 83,84	(16%)
<b>Precios Promedios de Venta, Netos de Transporte</b>						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 6,77	\$ 6,84	(1%)	\$ 7,01	\$ 6,72	4%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 23,75	\$ 30,46	(22%)	\$ 24,42	\$ 30,55	(20%)
<b>Promedio corporativo (\$/boe)</b>	<b>\$ 37,66</b>	<b>\$ 38,53</b>	<b>(2%)</b>	<b>\$ 39,08</b>	<b>\$ 37,91</b>	<b>3%</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 en firme a precio fijo de la Compañía.

Los precios promedios de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, disminuyeron un 1% a \$6,77 por Mcf para los tres meses terminados en junio 30 de 2025, en comparación con \$6,84 por Mcf para el mismo período en 2024. La disminución de los precios promedios de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, para los tres meses terminados en junio 30 de 2025, se debe principalmente a una reducción de los precios interrumpibles, compensada por un aumento en los precios de contratos en firme. Los precios promedios de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, aumentaron un 4% a \$7,01 por Mcf para los seis meses terminados en junio 30 de 2025, en comparación con \$6,72 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 seis meses terminados en junio 30 de 2025, se debe principalmente a un incremento en los precios de los contratos en firme y un incremento en los precios interrumpibles como resultado de la escasez de suministro de gas natural en Colombia.

La disminución de 22% y 20% en los precios promedios de petróleo crudo para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2024, respectivamente, 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		
	2025	2024	Variación	2025	2024	Variación
Gas natural y GNL	\$ 5.819	\$ 5.955	(2%)	\$ 11.667	\$ 12.169	(4%)
Petróleo de Colombia	844	1.172	(28%)	2.010	2.358	(15%)
<b>Gastos operativos totales</b>	<b>\$ 6.663</b>	<b>\$ 7.127</b>	<b>(7%)</b>	<b>\$ 13.677</b>	<b>\$ 14.527</b>	<b>(6%)</b>
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 0,54	\$ 0,41	32%	\$ 0,52	\$ 0,43	21%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 6,71	\$ 7,66	(12%)	\$ 8,62	\$ 8,44	2%
<b>Corporativos (\$/boe)</b>	<b>\$ 3,29</b>	<b>\$ 2,66</b>	<b>24%</b>	<b>\$ 3,29</b>	<b>\$ 2,79</b>	<b>18%</b>

Los gastos operativos de gas natural y GNL disminuyeron un 2% y un 4% a \$5,8 millones y \$11,7 millones para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025, respectivamente, en comparación con \$6,0 millones y \$12,2 millones para los mismos períodos en 2024, respectivamente. La disminución de los gastos operativos de gas natural y GNL para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025 se debe principalmente a una reducción de las actividades de mantenimiento, que fueron pospuestas para más adelante en 2025, compensada por un aumento en los costos de arrendamiento de equipo y la inflación.

Los gastos operativos del petróleo de Colombia disminuyeron un 28% para los tres meses y seis terminados en junio 30 de 2025, en comparación con los mismos períodos en 2024, lo cual es principalmente atribuible al reembolso de gastos operativos por Hocol S.A., que es la contraparte del acuerdo de participación de Rancho Hermoso. El reembolso del gasto operativo tiene efecto cuando el precio del petróleo crudo WTI está por debajo de un promedio mensual de \$70 por bbl.

## Ganancias Operacionales Netas

\$/Mcf	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2025	2024	Variación	2025	2024	Variación
<b>Gas Natural y GNL</b>						
Ingreso, neto de gastos de transporte <sup>(1)</sup>	\$ 6,77	\$ 6,84	(1%)	\$ 7,01	\$ 6,72	4%
Regalías	(1,12)	(1,09)	3%	(1,19)	(1,17)	2%
Gastos operativos <sup>(2)</sup>	(0,54)	(0,41)	32%	(0,52)	(0,43)	21%
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 5,11</b>	<b>\$ 5,34</b>	<b>(4%)</b>	<b>\$ 5,30</b>	<b>\$ 5,12</b>	<b>4%</b>

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2025	2024	Variación	2025	2024	Variación
<b>\$/bbl</b>						
<b>Petróleo de Colombia</b>						
Ingreso, neto de gastos de transporte <sup>(1)</sup>	\$ 23,75	\$ 30,46	(22%)	\$ 24,42	\$ 30,55	(20%)
Regalías	(0,72)	(0,82)	(12%)	(0,66)	(0,97)	(32%)
Gastos operativos <sup>(2)</sup>	(6,71)	(7,66)	(12%)	(8,62)	(8,44)	2%
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 16,32</b>	<b>\$ 21,98</b>	<b>(26%)</b>	<b>\$ 15,14</b>	<b>\$ 21,14</b>	<b>(28%)</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.

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2025	2024	Variación	2025	2024	Variación
<b>\$/boe</b>						
<b>Corporativas</b>						
Ingreso, neto de gastos de transporte	\$ 37,66	\$ 38,53	(2%)	\$ 39,08	\$ 37,91	3%
Regalías	(6,03)	(5,92)	2%	(6,42)	(6,35)	1%
Gastos operativos	(3,29)	(2,66)	24%	(3,29)	(2,79)	18%
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 28,34</b>	<b>\$ 29,95</b>	<b>(5%)</b>	<b>\$ 29,37</b>	<b>\$ 28,77</b>	<b>2%</b>

## Gastos Generales y Administrativos

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2025	2024	Variación	2025	2024	Variación
Costos brutos	\$ 10.523	\$ 9.747	8%	\$ 20.242	\$ 19.413	4%
Menos: montos capitalizados	(2.679)	(2.527)	6%	(5.392)	(4.062)	33%
<b>Gastos generales y administrativos</b>	<b>7.844</b>	<b>7.220</b>	<b>9%</b>	<b>14.850</b>	<b>15.351</b>	<b>(3%)</b>
<b>\$/boe</b>	<b>\$ 3,88</b>	<b>\$ 2,69</b>	<b>44%</b>	<b>\$ 3,57</b>	<b>\$ 2,95</b>	<b>21%</b>

Los costos brutos generales y administrativos (“G&A”) aumentaron un 8% y un 4% para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2024, respectivamente, principalmente por gastos en consultoría más altos y la inflación.

## Gasto Financiero Neto

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2025	2024	Variación	2025	2024	Variación
Gasto financiero neto pagado	\$ 13.868	\$ 14.060	(1%)	\$ 27.354	\$ 27.388	—%
Gastos financieros netos distintos a efectivo	3.859	2.731	41%	7.654	5.459	40%
<b>Gasto financiero neto</b>	<b>\$ 17.727</b>	<b>\$ 16.791</b>	<b>6%</b>	<b>\$ 35.008</b>	<b>\$ 32.847</b>	<b>7%</b>

El gasto financiero neto aumentó un 6% y un 7% para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2024, respectivamente, principalmente como resultado de un incremento en la deuda total y un incremento en los gastos financieros no en efectivo, compensados con una disminución 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		
	2025	2024	Variación	2025	2024	Variación
Gasto de unidades liquidadas en acciones	\$ 31	\$ 74	(58%)	\$ 77	\$ 450	(83%)
Gasto de unidades liquidadas en efectivo	805	100	705%	1.196	(224)	n/a
<b>Remuneración basada en acciones</b>	<b>\$ 836</b>	<b>\$ 174</b>	<b>380%</b>	<b>\$ 1.273</b>	<b>\$ 226</b>	<b>463%</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 disminuyeron un 58% y un 83% para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025, respectivamente, en comparación con los mismos periodos de 2024, respectivamente, pues no se otorgaron nuevas opciones de compra de acciones a empleados durante los seis meses terminados en junio 30 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 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. La Compañía realizó un gasto de unidades liquidadas en efectivo de \$0,8 millones y \$1,2 millones para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025, respectivamente, en comparación con un gasto en unidades liquidadas en efectivo de \$0,1 millones y una recuperación de \$0,2 millones en los mismos periodos en 2024, respectivamente. El mayor gasto en los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025 es el resultado de nuevos otorgamientos.

### Gasto de Agotamiento y Depreciación

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2025	2024	Variación	2025	2024	Variación
Gasto de agotamiento y depreciación	\$ 17.245	\$ 19.433	(11%)	\$ 34.504	\$ 38.459	(10%)
\$/boe	\$ 8,52	\$ 7,24	18%	\$ 8,29	\$ 7,38	12%

El gasto de agotamiento y depreciación disminuyó un 11% y un 10% para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2024, respectivamente, por una menor producción. El gasto de agotamiento y depreciación por boe aumentó un 18% y un 12% para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2024, respectivamente, por 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		
	2025	2024	Variación	2025	2024	Variación
Gasto de impuesto de renta corriente	\$ 9.305	\$ 11.189	(17%)	\$ 23.903	\$ 28.372	(16%)
Gasto (recuperación) de impuesto de renta diferido	(14.112)	42.600	n/a	(33.628)	43.135	n/a
<b>Gasto (recuperación) de impuesto de renta</b>	<b>\$ (4.807)</b>	<b>\$ 53.789</b>	<b>n/a</b>	<b>\$ (9.725)</b>	<b>\$ 71.507</b>	<b>n/a</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 seis meses terminados en junio 30 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 corriente por impuesto sobre la renta para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025 disminuyó un 17% y un 16%, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2024, respectivamente. Esta disminución se debió principalmente a una reducción en el EBITDAX para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025, respectivamente.

Para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2025, la Compañía reconoció una recuperación de impuesto diferido de \$14,1 millones y \$33,6 millones, respectivamente, principalmente como resultado del impacto cambiario en las pérdidas tributarias no usadas y los fondos de capital de la Compañía.

### Pagos en Efectivo de Impuesto de Renta

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2025	2024	Variación	2025	2024	Variación
Pagos y cuotas de impuesto de renta	\$ 11.753	\$ 78.424	(85%)	\$ 26.389	\$ 92.002	(71%)
Impuesto retenido	\$ 1.290	\$ 1.440	(10%)	\$ 10.708	\$ 7.836	37%

## Gastos de Capital

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2025	2024	2025	2025
Tierra, sísmica, EIA y comunidades	\$ 379	\$ 3.033	\$ 870	\$ 6.047
Perforación, completamiento, prueba y acondicionamientos	36.206	10.795	79.049	39.008
Instalaciones, equipos e infraestructuras	14.985	12.817	21.057	19.676
Inventario de bodega, activos corporativos y otros	2.824	4.739	1.182	1.054
G&A capitalizados	2.679	2.527	5.392	4.062
Ingresos por disposición	(21)	(58)	(21)	(116)
<b>Gastos de capital netos en efectivo</b>	<b>57.052</b>	<b>33.853</b>	<b>107.529</b>	<b>69.731</b>
Costos y ajustes distintos a efectivo:				
Activos de derecho de uso arrendados	—	29	66	3.029
Disposición	10	58	10	109
Cambio en obligaciones de desmantelamiento y otros	846	1.427	(319)	473
<b>Gastos de capital netos</b>	<b>\$ 57.908</b>	<b>\$ 35.367</b>	<b>\$ 107.286</b>	<b>\$ 73.342</b>
Gastos de capital netos contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 29.942	\$ 10.893	\$ 50.131	\$ 23.858
Gastos en propiedades, planta y equipo	27.976	24.474	57.165	49.491
Disposición	(10)	—	(10)	(7)
<b>Gastos de capital netos</b>	<b>\$ 57.908</b>	<b>\$ 35.367</b>	<b>\$ 107.286</b>	<b>\$ 73.342</b>

Los gastos de capital netos para los tres meses terminados en junio 30 de 2025 están relacionados principalmente con:

- Pozo de exploración Natilla-2 ST2 y ST3;
- Pozo de exploración Zamia-1;
- Pozo de exploración Borbón-1;
- Pozo de exploración Chibigui-1;
- Pozo de evaluación Fresa-4;
- Pozo de desarrollo Siku-3;
- Instalaciones de compresión y costos relacionados con el reacondicionamiento en los bloques VIM-5 y VIM-21; y
- Costos de tierras, comunidades y otros en los bloques Esperanza, VIM-5, VIM-21, VIM-44 y SSJN-7.

## Liquidez y Recursos de Capital

### Administración de Capital

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 vez en cuando 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 del 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 millones de Títulos Preferenciales por \$2,7 millones de 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 ("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 igual al 30% del margen de interés del 4,5% durante todo el período de disponibilidad. La RCF no está sujeta a redeterminaciones periódicas típicas. El monto utilizado y pendiente a junio 30 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.

El volumen total promedio de ventas contractuales realizadas de la Compañía durante los últimos dos meses consecutivos a junio 30 de 2025 fue inferior a 130 MMcfe/d, lo que activó la cláusula de evento de amortización acelerada bajo el contrato de crédito. Como resultado de la cláusula de evento de amortización acelerada, el saldo del Préstamo a Plazo de \$50 millones comenzará a amortizarse en seis cuotas mensuales iguales a partir de septiembre 15 de 2025, a menos que se obtenga una exención. La cláusula de evento de amortización acelerada no activa un evento de incumplimiento, ni tiene efecto en los Títulos Preferenciales o la RCF.

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 junio 30 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:

- a) Razón de Apalancamiento Consolidada: una razón máxima de deuda total consolidada, menos efectivo y equivalentes a efectivo, a EBITDAX ajustado de los últimos 12 meses, de 3,25:1,00 (endeudamiento) o 3,50:1,00 (mantenimiento).
- b) 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.
- c) Razón Corriente Consolidada: una razón mínima de activos corrientes ajustados a pasivos corrientes ajustados de 1,00:1,00; y
- d) 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 junio 30 de 2025, la Compañía estaba en cumplimiento de los pactos.

**Junio 30 de 2025**

**Diciembre 31 de 2024**

Títulos Preferenciales – capital (5,75%)	\$	495.000	\$	500.000
RCF (SOFR + 4,5%)( <sup>1</sup> )		200.000		200.000
Préstamo a Plazo (SOFR + 10%)( <sup>1</sup> )		50.000		50.000
Obligaciones de arrendamiento		10.055		12.313
Deuda total		755.055		762.313
Déficit (superávit) de capital de trabajo		20.875		(45.524)
<b>Deuda neta</b>	<b>\$</b>	<b>775.930</b>	<b>\$</b>	<b>716.789</b>

(1) La tasa SOFR para los tres meses terminados en Junio 30 de 2025 fue de 4,32%.

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

		Junio 30 de 2025		Diciembre 31 de 2024
Deuda total	\$	755.055	\$	762.313
Menos: efectivo y equivalentes a efectivo		(37.046)		(79.201)
Deuda neta para efectos del pacto	\$	718.009	\$	683.112
EBITDAX ajustado	\$	265.516	\$	296.126
<b>Razón de Apalancamiento Consolidada</b>		<b>2,70</b>		<b>2,31</b>

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

		Junio 30 de 2025		Diciembre 31 de 2024
EBITDAX ajustado	\$	265.516	\$	296.126
Gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo	\$	59.106	\$	58.068
<b>Razón de Cobertura de Interés Consolidada</b>		<b>4,49</b>		<b>5,10</b>

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

		Junio 30 de 2025		Diciembre 31 de 2024
a) Activos Corrientes Consolidados				
Activos corrientes consolidados, según han sido reportados	\$	95.135	\$	173.828
Más: Inventario de materiales en bodega (limitados)		20.000		20.000
Activos corrientes consolidados para efectos del pacto	\$	115.135	\$	193.828
b) Pasivos Corrientes Consolidados				
Pasivos corrientes consolidados, según han sido reportados	\$	167.591	\$	145.283
Menos: Parte corriente de obligaciones de arrendamiento		4.813		4.479
Menos: Parte corriente de deuda a largo plazo		46.768		12.500
Menos: Ingreso diferido (limitados)		15.000		15.000
Pasivos corrientes consolidados para efectos del pacto	\$	101.010	\$	113.304
<b>Razón Corriente Consolidada</b>		<b>1,14</b>		<b>1,71</b>

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

		Junio 30 de 2025		Diciembre 31 de 2024
Valor PDP PV10	\$	263.106	\$	263.106
Saldo de capital del Préstamo a Plazo		50.000		50.000
<b>Razón de Cobertura de Activo Consolidada</b>		<b>5,26</b>		<b>5,26</b>

A agosto 6 de 2025, la Compañía tenía en circulación 34,1 millones de acciones ordinarias, 0,7 millones de opciones de compra de acciones, 4,6 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 junio 30 de 2025:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda de largo plazo - capital	\$ 50.000	\$ 200.000	\$ 495.000	\$ 745.000
Obligaciones de arrendamiento - no descontadas	5.139	5.490	—	10.629
Cuentas por pagar, comerciales y otras	88.288	—	—	88.288
Impuestos por pagar	4.418	—	—	4.418
Otras obligaciones de largo plazo	973	3.239	2.392	6.604
Pasivo de remuneración de incentivo a largo plazo	1.929	1.216	—	3.145
Contratos de exploración y producción	13.240	9.911	1.759	24.910
Contratos de operación de estación de compresión	1.016	1.523	—	2.539
	<b>\$ 165.003</b>	<b>\$ 221.379</b>	<b>\$ 499.151</b>	<b>\$ 885.533</b>

### Cartas de Crédito

A junio 30 de 2025, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$63,2 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 junio 30 de 2025 por \$24,9 millones y ha emitido \$13,8 millones del total de \$63,2 millones en 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 intención 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. 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 CO<sub>2</sub> 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 el enfoque de Canacol en la sostenibilidad. La Compañía mantuvo una calificación de 'A' en MSCI por segundo año consecutivo y se ubicó 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

La Compañía continúa enfocada en completar sus programas de perforación y reacondicionamiento de pozos de exploración y desarrollo, y la instalación de compresión adicional, para el resto de 2025. En junio de 2025 fueron perforados un nuevo pozo de exploración exitoso, Borbón-1, y un nuevo pozo de evaluación exitoso, Fresa-4. La Corporación también está completando la perforación del pozo de exploración Palomino-1 ubicado en el área de Sucre Norte a la fecha de este MD&A.

A finales de julio de 2025, los pozos de exploración Borbón-1 y Zamia-1, ubicados en el área de Sucre Norte, fueron conectados a las instalaciones de producción permanente en Jobo, cada uno actualmente produciendo aproximadamente 8 MMcfpd. El pozo de evaluación exitoso Fresa-4 también se puso en producción a finales de julio de 2025 y actualmente está produciendo a aproximadamente 9 MMcfpd. Una vez completado, se prevé que el pozo de exploración Palomino-1 entre en producción a una tasa de entre 8 y 10 MMcfpd a mediados de agosto de 2025. Las ventas actuales de gas natural son de aproximadamente 138 MMcfpd.

## RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

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

	2025			2024			2023	
	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>64.809</b>	72.735	98.339	87.934	88.288	77.691	79.718	76.618
Fondos ajustados provenientes de las operaciones <sup>(1)</sup>	<b>36.855</b>	39.316	52.119	57.909	57.121	42.226	30.958	48.950
Por acción – básicos (\$) <sup>(1)</sup>	<b>1,08</b>	1,15	1,53	1,70	1,67	1,24	0,91	1,44
Por acción – diluidos (\$) <sup>(1)</sup>	<b>1,08</b>	1,15	1,53	1,70	1,67	1,24	0,91	1,44
Flujos de caja aportados (usados) por actividades operativas	<b>33.351</b>	62.588	42.428	21.692	49.202	54.719	22.571	66.212
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	<b>13.856</b>	31.801	(25.434)	10.346	(21.298)	3.654	29.897	(524)
Por acción – básica (\$)	<b>0,41</b>	0,93	(0,75)	0,30	(0,62)	0,11	0,88	(0,02)
Por acción – diluida (\$)	<b>0,41</b>	0,93	(0,75)	0,30	(0,62)	0,11	0,88	(0,02)
EBITDAX ajustado <sup>(1)</sup>	<b>47.350</b>	56.268	76.054	85.844	73.187	61.041	53.144	62.103
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	<b>34.120</b>	34.120	34.115	34.111	34.111	34.111	34.111	34.111
Promedio ponderado de acciones en circulación - diluido	<b>34.120</b>	34.209	34.115	34.111	34.111	34.111	34.111	34.111
Gastos de capital en efectivo netos <sup>(1)</sup>	<b>57.052</b>	50.477	28.634	23.928	33.853	35.878	72.246	43.830
<b>Operaciones</b>								
Producción								
Gas natural y GNL (Mcfpd)	<b>124.345</b>	133.773	161.360	164.551	162.652	154.043	168.127	181.028
Petróleo de Colombia (bopd)	<b>1.380</b>	1.227	933	1.607	1.700	1.405	627	531
Total (boepd)	<b>23.195</b>	24.696	29.242	30.476	30.235	28.430	30.123	32.290
Ventas contractuales realizadas								
Gas natural y GNL (Mcfpd)	<b>118.972</b>	128.693	158.033	159.764	158.541	150.421	164.840	178.188
Petróleo de Colombia (bopd)	<b>1.382</b>	1.195	947	1.594	1.681	1.389	590	511
Total (boepd)	<b>22.254</b>	23.773	28.672	29.623	29.495	27.779	29.509	31.772
Ganancias operacionales netas <sup>(1)</sup>								
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	<b>5,11</b>	5,48	6,12	5,25	5,34	4,90	4,39	4,14
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	<b>16,32</b>	13,76	11,54	19,81	21,98	20,15	13,29	25,99
Corporativas (\$/boe)	<b>28,34</b>	30,36	34,18	29,42	29,95	27,51	24,82	23,62

(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 2025 en 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 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 2025. 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 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 del 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 de conformidad con el 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 y seis meses terminados en junio 30 de 2025, 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 por 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. En consecuencia, por 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 por cambios en las condiciones, o que el grado de cumplimiento de las políticas o los procedimientos pueda deteriorarse.