

CANACOL ENERGY LTD.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2024



ASPECTOS FINANCIEROS Y OPERATIVOS DESTACADOS

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

Financieros	Tres meses terminados el 31 de diciembre de			Año terminado el 31 de diciembre de		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Ingresos totales, netos de regalías y gasto de transporte ⁽¹⁾	98.339	79.718	23%	352.252	304.854	16%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	52.119	30.958	68%	209.375	146.287	43%
Por acción – básicos (USD) ⁽¹⁾	1,53	0,91	68%	6,14	4,29	43%
Por acción – diluidos (USD) ⁽¹⁾	1,53	0,91	68%	6,07	4,29	41%
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	(25.434)	29.897	n/a	(32.732)	86.237	n/a
Por acción – básica (USD)	(0.75)	0,88	n/a	(0.96)	2,53	n/a
Por acción – diluida (USD)	(0.75)	0,88	n/a	(0.96)	2,53	n/a
Flujos de caja aportados por actividades operativas	42.428	22.571	88%	168.041	95.339	76%
Por acción – básicos (USD) ⁽¹⁾	1,24	0,66	88%	4,93	2,79	77%
Por acción – diluidos (USD) ⁽¹⁾	1,24	0,66	88%	4,87	2,79	75%
EBITDAX Ajustado ⁽¹⁾	76.054	53.144	43%	296.126	236.829	25%
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	34.115	34.111	—%	34.112	34.111	—%
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido	34.115	34.111	—%	34.483	34.111	1%
Gastos de capital en efectivo netos ⁽¹⁾	28.634	72.246	(60%)	122.293	215.184	(43%)
				31 de diciembre de 2024	31 de diciembre de 2023	Variación
Efectivo y equivalentes de efectivo				79.201	39.425	101%
Superávit (déficit) de capital de trabajo				45.524	(10.028)	n/a
Deuda total				762.313	713.435	7%
Activos totales				1.215.777	1.233.428	(1%)
Acciones ordinarias, final del período (000)				34.120	34.111	—%
Operativos	Tres meses terminados el 31 de diciembre de			Año terminado el 31 de diciembre de		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Producción						
Gas natural y GNL (Mcfpd)	161.360	168.127	(4%)	160.664	181.277	(11%)
Petróleo de Colombia (bopd)	933	627	49%	1.411	563	151%
Total (boepd)	29.242	30.123	(3%)	29.598	32.366	(9%)
Ventas contractuales realizadas						
Gas natural y GNL (Mcfpd)	158.033	164.840	(4%)	156.702	178.293	(12%)
Petróleo de Colombia (bopd)	947	590	61%	1.402	553	154%
Total (boepd)	28.672	29.509	(3%)	28.894	31.833	(9%)
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (USD/Mcf)	6,12	4,39	39%	5,41	4,11	32%
Petróleo de Colombia (USD/bbl)	11,54	13,29	(13%)	19,14	20,77	(8%)
Corporativas (USD/boe)	34,18	24,82	38%	30,28	23,39	29%

(1) Medidas que no están en las NIIF [Normas Internacionales de Información Financiera]. 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 “Corporación”) están dedicadas principalmente a actividades de exploración y desarrollo de gas natural en Colombia. La oficina principal de la Corporación está situada en 2000, 215 – 9th Avenue SW, Calgary, Alberta, T2P 1K3, Canadá. Las acciones de la Corporación 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 sus siglas en inglés]) tiene fecha el 19 de marzo de 2025 y es la explicación de la Corporación sobre su desempeño financiero para el período cubierto por los estados financieros consolidados auditados para los años terminados el 31 de diciembre de 2024 y 2023 (“los estados financieros”), junto con un análisis de la situación financiera de la Corporación. Los comentarios se refieren a los estados financieros y deben leerse en conjunto con ellos. Los estados financieros han sido preparados por la administración de acuerdo con las Normas de Contabilidad NIIF [Normas Internacionales de Información Financiera] según fueron emitidas por la Junta de Normas Internacionales de Contabilidad (Normas de Contabilidad “NIIF”), y todos los montos contenidos en este documento están expresados en dólares de Estados Unidos (“USD” por su sigla en inglés), 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 Corporación, 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, 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 Corporación 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 Corporación, como el impacto de las condiciones económicas generales, las condiciones de la industria, la regulación del gobierno, la volatilidad de los precios de productos básicos, las fluctuaciones de las monedas, la imprecisión de los estimados de reservas, los riesgos ambientales, la competencia de otros participantes en la industria, la falta de disponibilidad de personal calificado o de equipo administrativo, la volatilidad del mercado accionario y la habilidad para acceder a capital suficiente proveniente de fuentes internas y externas. Particularmente en relación con los comentarios de proyecciones a futuro en este MD&A, a los lectores se les advierte que no hay seguridad sobre que la Corporación 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 penalizaciones por la terminación del contrato de ventas de gas de Medellín. Los resultados, el desempeño o los logros reales de la Corporación pueden diferir sustancialmente de aquellos expresados en, o derivados de, 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 Corporación.*

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

los cambios en regulaciones ambientales y otras normas; y los riesgos asociados con las operaciones de gas natural y petróleo, varios de los cuales están más allá del control de la Corporación y están sujetos a un alto grado de incertidumbre. Por consiguiente, no hay declaración de la Corporación 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 Corporación 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 Corporación o a personas que actúen a nombre de la Corporación, 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 Corporación 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 de Contabilidad 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, ajustados por los cargos no recurrentes. El EBITDAX ajustado se calcula para los últimos doce meses y se define como ingreso (pérdida) neto(a) y resultados integrales (pérdida) totales 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 Corporación considera que estas son medidas claves para demostrar su capacidad de generar el flujo de caja necesario para aportar recursos para el crecimiento futuro mediante la inversión de capital, y para pagar dividendos y pagar su deuda. Estas medidas no deben ser consideradas como una alternativa al efectivo proveniente de actividades operativas o al ingreso (a la pérdida) neto(a) y los resultados integrales (la pérdida) totales, o los gastos de capital, según lo determinado conforme a las Normas de Contabilidad NIIF, ni como más valiosas que estos, como un indicador del desempeño de la Corporación. La determinación por parte de la Corporación de estas medidas puede no ser comparable con la reportada por otras corporaciones.

La Corporación 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) y resultados integrales (pérdida) totales por acción.

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

	Tres meses terminados el 31 de diciembre (USD)		Año terminado el 31 de diciembre (USD)	
	2024	2023	2024	2023
Flujos de caja aportados (usados) por actividades operativas	42.428	22.571	168.041	95.339
Variaciones en capital de trabajo distinto a efectivo	8.897	8.387	39.639	50.731
Liquidación de obligaciones de desmantelamiento	794	—	1.695	217
Fondos ajustados provenientes de las operaciones	52.119	30.958	209.375	146.287

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

	2024				
	Trimestre 1 (USD)	Trimestre 2 (USD)	Trimestre 3 (USD)	Trimestre 4 (USD)	Período Total (USD)
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	3.654	(21.298)	10.346	(25.434)	(32.732)
(+) Gasto de intereses	13.721	14.270	15.395	14.682	58.068
(+) Gasto de impuesto de renta	17.718	53.789	31.473	51.806	154.786
(+) Amortización de gastos de deuda	2.009	2.014	2.175	2.759	8.957
(+) Agotamiento y depreciación	19.026	19.433	20.254	23.071	81.784
(+) Deterioro de exploración	—	—	—	2.252	2.252
(+) Costos anteriores a la licencia	189	185	109	437	920
(+) Pérdida (ganancia) en cambio no realizada	561	(550)	2.825	4.073	6.909
(+/-) Otros rubros distintos a efectivo o no recurrentes ⁽¹⁾	4.163	5.344	3.267	2.408	15.182
EBITDAX Ajustado	61.041	73.187	85.844	76.054	296.126

(1) Principalmente compuestos por ingreso por inversión de capital, gastos de remuneración basada en acciones, gasto de aumento y cancelación de depósitos.

	2023				
	Trimestre 1 (USD)	Trimestre 2 (USD)	Trimestre 3 (USD)	Trimestre 4 (USD)	Período Total (USD)
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	16.874	39.990	(524)	29.897	86.237
(+) Gasto de intereses	9.671	12.182	12.001	12.998	46.852
(+) Gasto (recuperación) de impuesto de renta	8.869	(14.500)	(5.596)	(14.076)	(25.303)
(+) Amortización de gastos de deuda	3.159	1.997	2.016	2.021	9.193
(+) Agotamiento y depreciación	18.971	19.249	17.619	20.086	75.925
(+) Deterioro de activos de larga vida	—	—	32.604	2.750	35.354
(+) Costos anteriores a la licencia	408	198	270	327	1.203
(+) Pérdida (ganancia) en cambio no realizada	1.745	245	1.354	(2.316)	1.028
(+/-) Otros rubros distintos a efectivo o no recurrentes ⁽¹⁾	1.231	1.293	2.359	1.457	6.340
EBITDAX Ajustado	60.928	60.654	62.103	53.144	236.829

(1) Principalmente compuestos por ingreso por inversión de capital, gastos de remuneración basada en acciones, gasto de aumento y cancelación de depósitos.

En adición a lo anterior, la administración usa la medición de ganancia operacional neta. La ganancia operacional neta es una medida de referencia común en la industria del petróleo y el gas y se calcula como ingreso, neto de gasto de transporte, menos regalías, menos gastos operacionales, calculado por unidad de volúmenes de ventas. La ganancia operacional neta es una medida importante al evaluar el desempeño operacional pues demuestra la rentabilidad relativa a los precios corrientes de productos básicos.

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

En este MD&A se utiliza la expresión “boe”. El boe 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 se expresa el boe usando el estándar de conversión colombiano de 5,7 Mcf: 1 bbl requerido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Los volúmenes de gas natural y GNL por día se expresan en miles de pies cúbicos por día (“Mcfpd” [por su sigla en inglés]) o millones de pies cúbicos por día (“MMcfpd” por su sigla en inglés) en este MD&A.

Aspectos Destacados de las Reservas Anuales de 2024

- Las reservas probadas más probables ("2P") y los volúmenes estimados de gas natural convencional y petróleo crudo antes de impuesto VPN-10 aumentaron un 21% a USD2.600 millones al 31 de diciembre de 2024, en comparación con USD2.100 millones al 31 de diciembre de 2023.
- Las reservas 2P después de impuesto VPN-10 aumentaron un 13% a USD2.000 millones al 31 de diciembre de 2024, en comparación con USD1.800 millones al 31 de diciembre de 2023.
- Las reservas 2P de la Corporación disminuyeron un 1% desde el 31 de diciembre de 2023, a un total de 599 mil millones de pies cúbicos equivalentes ("Bcfe" por su sigla en inglés) al 31 de diciembre de 2024.
- La Corporación logró un índice de vida de reservas ("RLI" por su sigla en inglés) 1P y 2P de 4,3 años y 10,2 años, respectivamente, con base en ventas totales anualizadas de 28.296 boepd en el cuarto trimestre de 2024.

Aspectos Financieros y Operacionales Destacados para los Tres Meses y el Año Terminados el 31 de diciembre de 2024

- El EBITDAX ajustado aumentó un 43% y un 25% a USD76,1 millones y USD296,1 millones para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024, respectivamente, en comparación con USD53,1 millones y USD236,8 millones para los mismos períodos en 2023, respectivamente. El aumento se debe principalmente a un incremento en la ganancia operacional neta por gas natural y el gas natural licuado ("GNL"). compensado por una disminución en el volumen de ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones aumentaron un 68% y un 43% a USD52,1 millones y USD209,4 millones para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024, en comparación con USD31,0 millones y USD146,3 millones para los mismos períodos en 2023, respectivamente, principalmente por un aumento en el EBITDAX.
- La ganancia operacional neta de gas natural y GNL de la Corporación aumentó un 39% y un 32% a USD6,12 por Mcf y USD5,41 por Mcf para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024, respectivamente, en comparación con USD4,39 por Mcf y USD4,11 por Mcf para los mismos periodos en 2023, respectivamente. El aumento se debe a un incremento en los precios promedios de venta, neto de gastos de transporte, compensado por un aumento en las regalías.
- Los ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024, aumentaron un 23% y un 16% a USD98,3 millones y USD352,3 millones, respectivamente, en comparación con USD79,7 millones y USD304,9 millones para los mismos periodos en 2023, respectivamente, principalmente debido a un mayor precio promedio de venta, neto de gastos de transporte, de USD7,81 por Mcf y USD6,99 por Mcf para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024, respectivamente, en comparación con USD6,04 por Mcf y USD5,41 por Mcf para los mismos periodos en 2023, compensado por una disminución en el volumen de ventas realizadas de gas natural y GNL.
- El volumen de ventas contractuales realizadas de gas natural disminuyó un 4% y un 12% a 158,0 MMcfpd y 156,7 MMcfpd para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024, respectivamente, en comparación con 164,8 MMcfpd y 178,3 MMcfpd para los mismos períodos en 2023, respectivamente.
- La Corporación realizó una pérdida neta de USD25,4 millones y USD32,7 millones para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024, respectivamente, en comparación con un ingreso neto de USD29,9 millones y USD86,2 millones para los mismos periodos en 2023, respectivamente. La disminución en el ingreso neto para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024 es el resultado del reconocimiento de un gasto de impuesto de renta diferido no monetario de USD28,9 millones y USD77,2 millones para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024, respectivamente, en comparación con una recuperación de impuesto de renta diferido no monetario de USD31,7 millones y USD103,6 millones en 2023, respectivamente, compensada por un aumento en el EBITDAX.
- Los gastos de capital en efectivo netos para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024 fueron de USD28,6 millones y USD122,3 millones, respectivamente, en comparación con USD72,2 millones

y USD215,2 millones para los mismos períodos en 2023, respectivamente. La disminución se debe a la reducción del gasto en tierra y sísmica, reparaciones y perforación y terminación.

- Al 31 de diciembre de 2024, la Corporación tenía USD79,2 millones en efectivo y equivalentes de efectivo y USD45,5 millones en superávit de capital de trabajo.

Resultados de las Operaciones

Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2024, la producción de la Corporación 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 Corporación también incluyó petróleo crudo de su bloque Rancho Hermoso en Colombia ("Petróleo de Colombia"). La producción de GNL de la Corporación fue menos del 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".

El 4 de octubre de 2024, la Corporación perforó el pozo de avalúo Nispero-2 ubicado en su bloque Esperanza. El pozo Nispero-2 encontró una columna bruta de gas de 625 pies de verdadera profundidad vertical ("ft TVD" [por su sigla en inglés]) dentro del reservorio Ciénaga de Oro ("CDO"). El pozo Nispero-2 fue conectado y puesto en producción.

El 2 de noviembre de 2024, la Corporación 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 de las formaciones CDO y Porquero medio suprayacente, respectivamente. El pozo encontró dificultades de perforación a una profundidad de 13.631 pies de profundidad medida ("pies MD") dentro de la formación Porquero medio. El pozo Natilla-2 fue desviado y alcanzó una profundidad total de 15.050 pies TVD cerca de la base de la formación Porquero, que es el punto de revestimiento intermedio planificado 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 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 utilizados al perforar a través de esta sección del Porquero, el total de gas medido confirmó que las areniscas están cargadas de gas. Actualmente se está ejecutando la tubería de revestimiento para aislar el Porquero antes de continuar perforando hasta el objetivo principal de CDO a una profundidad total planificada de 16.510 pies TVD. Una vez finalizada 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 7 de noviembre de 2024, la Corporación perforó el pozo exploratorio Kite-1 ubicado en su bloque Esperanza. El pozo Kite-1 encontró una columna de gas bruto de 102 pies TVD dentro del depósito CDO. El pozo Kite-1 se conectó y se puso en producción.

El 23 de noviembre de 2024, la Corporación perforó el pozo exploratorio Pibe-1 ubicado en su bloque VIM-21. El pozo Pibe-1 encontró una columna bruta de gas de 1.044 pies TVD dentro del depósito CDO. El pozo Pibe-1 se conectó y se puso en producción. Luego, el 19 de diciembre de 2024, la Corporación perforó el pozo de tasación Pibe-2. Se encontró una cantidad no comercial de gas dentro del depósito de CDO y el pozo fue posteriormente abandonado.

El 21 de diciembre de 2024, la Corporación perforó el pozo de desarrollo Clarinete-11 ubicado en su bloque VIM-5. El pozo Clarinete-11 encontró aproximadamente 205 pies TVD de zona neta de gas dentro del depósito CDO. El pozo Clarinete-11 se conectó y se puso en producción.

Promedio Diario de Volúmenes de Producción y Ventas Contractuales Realizadas

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

	Tres meses terminados el 31 de diciembre (USD)			Año terminado el 31 de diciembre (USD)		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Gas Natural y GNL (Mcfpd)						
Producción de gas natural y GNL	161.360	168.127	(4%)	160.664	181.277	(11%)
Consumo de campo	(5.468)	(3.856)	42%	(4.565)	(3.176)	44%
Ventas de gas natural y GNL	155.892	164.271	(5%)	156.099	178.101	(12%)
Volúmenes en firme (2)	2.141	569	276%	603	192	214%
Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL	158.033	164.840	(4%)	156.702	178.293	(12%)
Petróleo de Colombia (bopd)						
Producción de petróleo crudo	933	627	49%	1.411	563	151%
Movimientos de inventario y otros	14	(37)	(138%)	(9)	(10)	(10%)
Ventas de petróleo de Colombia	947	590	61%	1.402	553	154%
Corporativas (boepd / bopd)						
Producción de gas natural y GNL	28.309	29.496	(4%)	28.187	31.803	(11%)
Producción de petróleo de Colombia	933	627	49%	1.411	563	151%
Producción total	29.242	30.123	(3%)	29.598	32.366	(9%)
Consumo de campo e inventario	(946)	(714)	32%	(810)	(567)	43%
Ventas corporativas totales	28.296	29.409	(4%)	28.788	31.799	(9%)
Volúmenes en firme (2)	376	100	276%	106	34	212%
Ventas contractuales realizadas totales	28.672	29.509	(3%)	28.894	31.833	(9%)

La Corporación 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 Corporación que no se entregan debido a la incapacidad del comprador de aceptar tal gas natural, y para las cuales los compradores no tienen recurso o derecho legal de entrega en una fecha posterior. En esa medida, se registran como ingreso en el período; y
- 3) *Nominaciones de gas natural y GNL no entregadas*: Representan la porción de nominaciones de ventas de gas natural y GNL no entregadas para las cuales los compradores tienen derecho legal de que se les haga entrega en una fecha posterior, por un período fijo de tiempo (“derechos de compensación”). Estas nominaciones son pagadas en el momento, junto con las ventas de gas natural y GNL y el ingreso en firme, y en esa medida se incluyen en ingreso diferido del período. La Corporación 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 y el año terminados el 31 de diciembre de 2024 promediaron 158 y 156,7 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 expiración de los derechos de los clientes de tomar las entregas.

Las disminuciones del 4% y del 12% en las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024, respectivamente, en comparación con los mismos periodos en 2023, respectivamente, se deben principalmente a disminución natural, compensada por éxitos en la exploración durante 2024.

Los aumentos del 61% y del 154% en las ventas de petróleo de Colombia. para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024, respectivamente, en comparación con los mismos periodos en 2023, respectivamente, se deben principalmente a la reactivación del pozo RH-12 a finales de enero de 2024.

Ingresos, Netos de Regalías y Gastos de Transporte

	Tres meses terminados el 31 de diciembre (USD)			Año terminado el 31 de diciembre (USD)		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Gas Natural y GNL						
Ingresos de gas natural y GNL	117.089	94.282	24%	422.813	362.318	17%
Gastos de transporte	(5.015)	(3.012)	67%	(23.539)	(10.779)	118%
Ingresos, netos de gastos de transporte	112.074	91.270	23%	399.274	351.539	14%
Regalías	(17.717)	(15.665)	13%	(65.603)	(59.225)	11%
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	94.357	75.605	25%	333.671	292.314	14%
Petróleo de Colombia						
Ingresos de petróleo crudo	2.336	2.704	(14%)	14.990	9.360	60%
Gastos de transporte	(48)	(76)	37%	(125)	(170)	(26%)
Ingresos, netos de gastos de transporte	2.288	2.628	(13%)	14.865	9.190	62%
Regalías	(93)	(185)	(50%)	(487)	(587)	(17%)
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	2.195	2.443	(10%)	14.378	8.603	67%
Corporativos						
Ingresos de gas natural y GNL	117.089	94.282	24%	422.813	362.318	17%
Ingresos de petróleo crudo	2.336	2.704	(14%)	14.990	9.360	60%
Ingresos totales	119.425	96.986	23%	437.803	371.678	18%
Regalías	(17.810)	(15.850)	12%	(66.090)	(59.812)	10%
Ingresos de producción de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías	101.615	81.136	25%	371.713	311.866	19%
Ingreso pendiente de generación de energía	773	882	(12%)	3.080	3.050	1%
Ingreso de gas natural en firme	1.014	788	29%	1.123	887	27%
Ingresos totales, netos de regalías, según lo reportado	103.402	82.806	25%	375.916	315.803	19%
Gastos de transporte	(5.063)	(3.088)	64%	(23.664)	(10.949)	116%
Ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte	98.339	79.718	23%	352.252	304.854	16%

Ventas de Gas Natural y GNL e Ingreso Pendiente de Generación de Energía

Los ingresos de gas natural y GNL, netos de gasto de transporte, para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024, aumentaron un 23% y un 14% a USD112,1 millones y USD399,3 millones, respectivamente, en comparación con USD91,3 millones y USD351,5 millones para los mismos períodos en 2023, respectivamente, debido a un aumento del precio promedio de venta, neto de gastos de transporte, compensado por un menor volumen de ventas.

Los ingresos de petróleo de Colombia, netos de gastos de transporte, para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2024, disminuyeron un 13% en comparación con el mismo período en 2023, principalmente debido a un menor precio promedio de venta. Los ingresos de petróleo de Colombia, netos de gastos de transporte, para el año terminado el 31 de diciembre de 2024, aumentaron un 62%, en comparación con el mismo período en 2023, principalmente debido a un aumento en el volumen de ventas como resultado de la reactivación del pozo RH-12, compensado por un menor precio promedio de venta.

Durante los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024, la Corporación obtuvo ingresos pendientes de generación de energía de USD0,8 millones y USD3,1 millones, respectivamente, por su compromiso de suministrar gas natural a una planta de generación de energía colombiana propiedad de Termoeléctrica El Tesorito S.A.S. ESP ("Tesorito"). Los ingresos pendientes de generación de energía se obtienen a diario, independientemente de si el gas natural se entrega realmente.

Al 31 de diciembre de 2024, la Corporación tuvo un ingreso diferido de 18,5 millones (USD6,6 millones en 2023), relacionado 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. El aumento del ingreso diferido al 31 de diciembre de 2024, en comparación con el saldo al 31 de diciembre de 2023, se debe a que ciertos clientes optaron por pagar sus entregas de gas natural con un mes de antelación sobre una base continua. Si los compradores no aceptan la entrega dentro del período asignado, la Corporación reconocerá las nominaciones correspondientes como ingreso en firme según lo explicado anteriormente en este MD&A.

Gasto de Transporte de Gas Natural

La Corporación vende su gas natural en la puerta de su planta de gas de Jobo (de modo que el comprador asume el gasto 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 el gasto de transporte directamente). En el último caso, el gasto de transporte de la Corporación con respecto a tales contratos es compensado 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 Corporación 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 Corporación se refiere a un precio de venta realizado neto promedio, que en cualquier caso es neto de cualquier costo de transporte, independientemente de cuál parte incurre en el gasto del transporte. Los gastos de transporte de gas natural aumentaron un 67% y un 118% para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2023, debido al aumento en las ventas de gas natural sujetas a gasto de transporte, según lo descrito anteriormente.

Regalías de Gas Natural

	Tres meses terminados el 31 de diciembre (USD)			Año terminado el 31 de diciembre (USD)		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Gas Natural						
Regalías de Esperanza	1.478	691	114%	4.311	3.711	16%
Regalías de VIM-5	12.895	12.658	2%	49.830	46.543	7%
Regalías de VIM-21	3.305	2.316	43%	11.417	8.971	27%
Regalías de VIM-33	39	—	n/a	45	—	n/a
Gasto de regalías	17.717	15.665	13%	65.603	59.225	11%
Tasas de Regalías de Gas Natural						
Esperanza	8,6%	9,0%	(4%)	8,8%	8,9%	(1%)
VIM-5	21,7%	21,9%	(1%)	22,1%	21,8%	1%
VIM-21	9,6%	9,4%	2%	9,5%	9,7%	(2%)
VIM-33	7,7%	—%	n/a	7,8%	—%	n/a
Tasa de regalía de gas natural	15,8%	17,2%	(8%)	16,4%	16,8%	(2%)

Las regalías de gas natural de la Corporación 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 USD600.000 boepd. La producción de gas natural de Esperanza y VIM-5 de la Corporación está sujeta a una regalía especial adicional de 2% a 4%. La producción de gas natural de la Corporación en VIM-5, VIM-21 y VIM-33 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 el 31 de diciembre (USD)			Año terminado el 31 de diciembre (USD)		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Precios Promedios de Referencia						
Henry Hub (USD/MMBtu)	3,41	2,54	34%	2,60	2,53	3%
Alberta Energy Company ("AECO") (USD/MMBtu)	1,46	1,55	(6%)	0,96	1,72	(44%)
Brent (USD/bbl)	73,13	77,32	(5%)	78,42	81,03	(3%)
Precios Promedios de Venta, Netos de Transporte						
Gas natural y GNL (USD/Mcf)	7,81	6,04	29%	6,99	5,41	29%
Petróleo de Colombia (USD/bbl)	26,26	48,42	(46%)	28,97	45,53	(36%)
Promedio corporativo (USD/boe)	43,93	34,70	27%	39,31	31,08	26%

Los precios de venta de los contratos de venta de gas natural de la Corporación 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 Corporación asociados a las ventas al contado normalmente son compensados por precios de venta brutos más altos, resultando en precios de venta realizados, netos de transporte, que son consistentes con los contratos a precio fijo en firme de la Corporación.

Los precios promedios de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, aumentaron un 29% a USD7,81 por Mcf y USD6,99 por Mcf, respectivamente, tanto para los tres meses como para el año terminados el 31 de diciembre de 2024, en comparación con USD6,04 por Mcf y USD5,41 por Mcf y para los mismos períodos en 2023, respectivamente. El aumento en los precios promedios de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024, es debido a a) un aumento del 21% en el precio de venta promedio de los contratos a precio fijo a largo plazo en firme a USD6,16 por Mcf para el año terminado el 31 de diciembre de 2024, comparado con USD5,10 por Mcf para el mismo período en 2023, y b) un aumento en los precios interrumpibles como resultado de un suministro de gas natural ajustado en Colombia.

La disminución de 46% y 36% en los precios promedios de petróleo crudo tanto para los tres meses como para el año terminados el 31 de diciembre de 2024, en comparación con los mismos períodos en 2023, respectivamente, se debe a una parte más alta del total de la producción de petróleo vendida bajo acuerdos de tarifa.

Gastos Operativos

	Tres meses terminados el 31 de diciembre (USD)			Año terminado el 31 de diciembre (USD)		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Gas natural y GNL	6.392	9.158	(30%)	24.518	25.093	(2%)
Petróleo de Colombia	1.189	1.722	(31%)	4.559	4.410	3%
Gastos operativos totales	7.581	10.880	(30%)	29.077	29.503	(1%)
Gas natural y GNL (USD/Mcf)	0,45	0,61	(26%)	0,43	0,39	10%
Petróleo de Colombia (USD/bbl)	13,65	31,72	(57%)	8,88	21,85	(59%)
Corporativos (USD/boe)	2,91	4,02	(28%)	2,76	2,54	9%

Los gastos operativos de gas natural y GNL disminuyeron un 30% y un 2% a USD6,4 millones y USD24,5 millones para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024, respectivamente, en comparación con USD9,2 millones y USD25,1 millones para los mismos períodos en 2023, respectivamente. La disminución en los gastos operativos de gas natural y GNL para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024 se debe a la combinación de a) disminución en actividades de mantenimiento, que se pospusieron a 2025, b) disminución en los costos ambientales, c) disminución en los costos de renta de equipos, compensada con aumento en los costos de tratamiento de agua y manejo de arena, aumento en la prima de seguros, e inflación.

Los gastos operativos de petróleo de Colombia disminuyeron un 31% para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2024, en comparación con el mismo período en 2023, principalmente por una reducción en los

costos de renta de equipos, compensada por un aumento en las actividades de mantenimiento. Para el año terminado el 31 de diciembre de 2024, los gastos operacionales del petróleo de Colombia aumentaron un 3%, en comparación con el mismo período en 2023, principalmente por un aumento en las actividades de mantenimiento y la inflación, compensado por una disminución en los costos de renta de equipos.

Ganancias Operacionales Netas

USD/Mcf	Tres meses terminados el 31 de diciembre (USD)			Año terminado el 31 de diciembre (USD)		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Gas Natural y GNL						
Ingreso, neto de gasto de transporte ⁽¹⁾	7,81	6,04	29%	6,99	5,41	29%
Regalías	(1,24)	(1,04)	19%	(1,15)	(0,91)	26%
Gastos operativos ⁽²⁾	(0,45)	(0,61)	(26%)	(0,43)	(0,39)	10%
Ganancia operacional neta	6,12	4,39	39%	5,41	4,11	32%

USD/bbl	Tres meses terminados el 31 de diciembre (USD)			Año terminado el 31 de diciembre (USD)		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Petróleo de Colombia						
Ingreso, neto de gasto de transporte ⁽¹⁾	26,26	48,42	(46%)	28,97	45,53	(36%)
Regalías	(1,07)	(3,41)	(69%)	(0,95)	(2,91)	(67%)
Gastos operativos ⁽²⁾	(13,65)	(31,72)	(57%)	(8,88)	(21,85)	(59%)
Ganancia operacional neta	11,54	13,29	(13%)	19,14	20,77	(8%)

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

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

USD/boe	Tres meses terminados el 31 de diciembre (USD)			Año terminado el 31 de diciembre (USD)		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Corporativa						
Ingreso, neto de gasto de transporte	43,93	34,70	27%	39,31	31,08	26%
Regalías	(6,84)	(5,86)	17%	(6,27)	(5,15)	22%
Gastos operativos	(2,91)	(4,02)	(28%)	(2,76)	(2,54)	9%
Ganancia operacional neta	34,18	24,82	38%	30,28	23,39	29%

Gastos Generales y Administrativos

USD/boe	Tres meses terminados el 31 de diciembre (USD)			Año terminado el 31 de diciembre (USD)		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Costos brutos	12.528	11.723	7%	41.853	42.671	(2%)
Menos: montos capitalizados	(1.780)	(2.139)	(17%)	(7.878)	(9.331)	(16%)
Gastos generales y administrativos	10.748	9.584	12%	33.975	33.340	2%
USD/boe	4,13	3,54	17%	3,22	2,87	12%

Los costos brutos generales y administrativos ("G&A") aumentaron un 7% para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2024, en comparación con el mismo período en 2023 principalmente por la inflación. Los costos brutos G&A disminuyeron un 2% en el año terminado el 31 de diciembre de 2024, en comparación con el mismo período en 2023, principalmente por los costos en que se incurrió en 2023 relacionados con la reestructuración corporativa de Canacol, que fueron no recurrentes, compensados por la inflación.

Gasto de Financiación Neto

	Tres meses terminados el 31 de diciembre (USD)			Año terminado el 31 de diciembre (USD)		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Gasto de financiación neto pagado	14.131	12.281	15%	56.607	43.922	29%
Gastos (ingresos) de financiación netos distintos a efectivo	3.815	2.688	42%	12.368	12.135	2%
Gasto de financiación neto	17.946	14.969	20%	68.975	56.057	23%

El gasto de financiación neto aumentó un 20% y un 23% para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2023, respectivamente, principalmente como resultado de un aumento en la deuda total, compensado por una disminución en las tasas de interés de referencia.

Gasto por Remuneración Basada en Acciones

	Tres meses terminados el 31 de diciembre (USD)			Año terminado el 31 de diciembre (USD)		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Gasto de unidades liquidadas en acciones	85	—	n/a	671	14	>999%
Gasto de unidades liquidadas en efectivo	526	(516)	n/a	2,478	4.037	(39%)
Remuneración basada en acciones	611	(516)	n/a	3,149	4.051	(22%)

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 consolidación. Las opciones sobre acciones se liquidan en acciones cuando se ejercen. El gasto de unidades liquidadas en acciones aumentó tanto para los tres meses como para el año terminados el 31 de diciembre de 2024, en comparación con los mismos períodos en 2023, debido a las nuevas opciones sobre acciones otorgadas a los empleados.

El gasto de unidades liquidadas en efectivo está relacionado con unidades de acciones restringidas (“UAR”), unidades de acciones por desempeño (“PSU” [por su sigla en inglés]) y unidades de acciones diferidas (“DSU” [por su sigla en inglés]), cuyos valores razonables se amortizan y se contabilizan como gasto a lo largo de sus respectivos períodos de consolidación y se revaloran en cada fecha de reporte con base en el precio de las acciones de la Corporación. Se espera que las UAR, las PSU y las DSU se liquiden en efectivo. El gasto de unidades de liquidadas en efectivo aumentó para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2024, en comparación con el mismo período en 2023, debido a una recuperación registrada en el cuarto trimestre de 2023. El gasto de unidades liquidadas en efectivo disminuyó un 39% para el año terminado el 31 de diciembre de 2024, en comparación con el mismo período en 2023, debido a la disminución en el precio de la acción de Canacol.

Gasto de Agotamiento y Depreciación

	Tres meses terminados el 31 de diciembre (USD)			Año terminado el 31 de diciembre (USD)		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Gasto de agotamiento y depreciación	23.071	20.086	15%	81.784	75.925	8%
USD/boe	8,86	7,42	19%	7,76	6,54	19%

El gasto de agotamiento y depreciación por boe aumentó un 19% tanto para los tres meses como para el año terminados el 31 de diciembre de 2024, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2023, respectivamente, como resultado de una mayor tasa de agotamiento.

Gasto de Impuesto de Renta

	Tres meses terminados el 31 de diciembre (USD)			Año terminado el 31 de diciembre (USD)		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Gasto de impuesto de renta corriente	22.945	17.599	30%	77.540	78.330	(1%)
Gasto (recuperación) de impuesto de renta diferido	28.861	(31.675)	n/a	77.246	(103.633)	n/a
Gasto (recuperación) de impuesto de renta	51.806	(14.076)	n/a	154.786	(25.303)	n/a

El ingreso de la Corporación antes de impuestos estuvo sujeto a la tasa legal del impuesto de renta en Colombia del 35% para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2024. 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 de renta corriente para el año terminado el 31 de diciembre de 2024 disminuyó un 1% en comparación con el mismo período en 2023, a pesar de un aumento de 25% en el EBITDAX. Esto como resultado del proceso en curso de reestructuración corporativa que comenzó en el cuarto trimestre de 2022, que involucra la reasignación de los activos de Esperanza y VIM-21 a subsidiarias totalmente de propiedad de la Corporación para mejorar la alineación operativa y crear una estructura más rentable.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2024, la Corporación reconoció un gasto de impuesto diferido de USD77,2 millones, principalmente como resultado de un gasto de USD75,0 millones debido al impacto del cambio de divisas en las pérdidas de impuesto no usadas y los fondos de capital de la Corporación.

Pagos en Efectivo de Impuesto de Renta

	Tres meses terminados el 31 de diciembre (USD)			Año terminado el 31 de diciembre (USD)		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Gasto de impuesto de renta corriente	7.615	7.292	4%	73.556	113.402	(35%)
Gasto (recuperación) de impuesto de renta diferido	2.422	5.239	(54%)	11.976	8.953	34%

Gastos de Capital

	Tres meses terminados el 31 de diciembre (USD)		Año terminado el 31 de diciembre (USD)	
	2024	2023	2024	2023
Tierra, sísmica, EIA y comunidades	598	9.807	6.895	17.232
Perforación, finalización, prueba y acondicionamientos	27.234	40.689	84.450	108.064
Instalaciones, equipos e infraestructuras	5.070	7.968	31.480	33.915
Ducto a Medellín	—	2.750	(9)	8.991
Inventario de bodega, activos corporativos y otros	(6.034)	8.893	(8.271)	38.130
G&A capitalizados	1.780	2.139	7.878	9.331
Ingresos por disposición	(14)	—	(130)	(479)
Gastos de capital en efectivo netos	28.634	72.246	122.293	215.184
Costos y ajustes distintos a efectivo:				
Activos de derecho de uso arrendados	350	650	3.439	768
Disposición	13	(6)	122	431
Variación en obligaciones de desmantelamiento y otras	(11.926)	6.618	(9.364)	7.841
Gastos de capital netos	17.071	79.508	116.490	224.224
Gastos de capital netos contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación	14.134	12.623	49.649	53.192
Gastos en propiedad, planta y equipo	2.938	66.891	66.849	171.082
Disposición	(1)	(6)	(8)	(50)
Gastos de capital netos	17.071	79.508	116.490	224.224

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

- Pozo de evaluación Níspero-2;
- Pozo de exploración Pibe-1;
- Pozo de evaluación Pibe-2;
- Pozo de exploración Kite-1;
- Pozo de desarrollo Clarinete 11;
- Pozo de exploración Natilla-2 (la mayor parte del costo fue compensada por el pago del seguro – ver la nota 4 de los estados financieros);
- Costos relacionados con Instalaciones de compresión y reacondicionamiento en los bloques VIM-5 y VIM-21; y
- Costos de tierra, comunidades y de otra clase en los bloques VIM-5, VMM-47, VIM-21, VMM-10-1, VMM-53 y VMM-45.

Liquidez y Recursos de Capital

Administración de Capital

La política de la Corporación 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 Corporación 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 Corporación 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 Corporación 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 Corporación 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 Corporación 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 Corporación 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

El 24 de noviembre de 2021, la Corporación completó una oferta privada de títulos preferenciales no garantizados por un monto de capital total de USD500 millones ("Títulos Preferenciales"). Los Títulos Preferenciales pagan intereses semestralmente a una tasa fija de 5,75% anual, y vencen en 2028 a menos que sean redimidos anticipadamente o sean recomprados de conformidad con sus términos. Los Títulos Preferenciales están total e incondicionalmente garantizados por algunas subsidiarias de Canacol.

Línea de Crédito Rotativo

El 17 de febrero de 2023, la Corporación suscribió una línea de crédito rotativo no garantizado preferencial ("RCF" [por su sigla en inglés]) de USD200 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 Corporación puede pagar/volver a retirar la RCF en cualquier momento dentro del plazo sin penalización. Todo monto no retirado está sujeto a una tasa de compromiso equivalente al 30% del margen de interés de 4,50% durante todo el período de disponibilidad. La RCF no está sujeta a redeterminaciones periódicas típicas. El monto utilizado y pendiente al 31 de diciembre de 2024 era de USD200 millones.

Línea de Préstamo a Plazo Preferencial

En septiembre 3 de 2024, la Corporación tomó una línea de préstamo a plazo preferencial garantizada de USD75 millones (el "Préstamo a Plazo") con Macquarie Group ("Macquarie"). El retiro inicial fue de USD50 millones, con un compromiso adicional de USD25 millones disponibles durante 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 + 8,0% sobre los montos retirados y 2,4% sobre los montos no utilizados. El Préstamo a Plazo se amortizará en cuatro cuotas trimestrales iguales a partir del 3 de diciembre de 2025. No se pueden realizar pagos anticipados durante los primeros 12 meses. El Préstamo a Plazo está garantizado por todos los activos significativos de la Corporación.

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 Corporación a un precio de ejercicio de USD3,80, que es el precio de negociación promedio ponderado por volumen de cinco días terminados el 3 de septiembre de 2024 de las acciones ordinarias. Las Garantías vencerán tres años después de la fecha de emisión. Las Garantías fueron valoradas en USD1,6 millones (USD1,4 millones netos de comisiones) y fueron contabilizadas en Otras Reservas al 31 de diciembre de 2024.

Pactos Financieros

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

Los pactos financieros de la Corporación incluyen:

- a) Razón de Apalancamiento Consolidado: 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).
- b) Razón de Cobertura de Interés Consolidado: 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; y
- c) Razón Corriente Consolidada: una razón mínima de activos corrientes ajustados a pasivos corrientes ajustados de 1,00:1,00.

d) Razón de Cobertura de Activos Consolidados: 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 dispuesto y pendiente del Préstamo a Plazo de 2,50 a 1,00.

Al 31 de diciembre de 2024, la Corporación estaba en cumplimiento de los pactos.

	31 de diciembre de 2024 (USD)	31 de diciembre de 2023 (USD)
Títulos Preferenciales - capital (5,75%)	500.000	500.000
RCF (SOFR + 4,5%) ⁽¹⁾	200.000	200.000
Préstamo a Plazo (SOFR + 8,0%) ⁽¹⁾	50.000	—
Obligaciones de arrendamiento	12.313	13.435
Deuda total	762.313	713.435
Déficit (superávit) de capital de trabajo	(45.524)	10.028
Deuda neta	716.789	723.463

(1) La tasa SOFR para el año terminado el 31 de diciembre de 2024 fue de 5,05%.

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

	31 de diciembre de 2024 (USD)	31 de diciembre de 2023 (USD)
Deuda total	762.313	713.435
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo	(79.201)	(39.425)
Deuda neta para efectos del pacto	683.112	674.010
EBITDAX ajustado	296.126	236.829
Razón de Apalancamiento Consolidado	2,31	2,85

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

	31 de diciembre de 2024 (USD)	31 de diciembre de 2023 (USD)
EBITDAX ajustado	296.126	236.829
Gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo	58.068	46.852
Razón de Cobertura de Interés Consolidado	5,10	5,05

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

	31 de diciembre de 2024 (USD)	31 de diciembre de 2023 (USD)
a) Activos Corrientes Consolidados		
Activos corrientes consolidados, según han sido reportados	173.828	151.635
Más: Inventario de materiales en bodega (con tope)	20.000	20.000
Activos corrientes consolidados para efectos del pacto	193.828	171.635
b) Pasivos Corrientes Consolidados		
Pasivos corrientes consolidados, según han sido reportados	145.283	164.904
Menos: Parte corriente de obligaciones de arrendamiento	4.479	3.241
Menos: Parte corriente de deuda a largo plazo	12.500	—
Menos: Ingreso diferido (con tope)	15.000	6.640
Pasivos corrientes consolidados para efectos del pacto	113.304	155.023
Razón Corriente Consolidada	1,71	1,11

La Razón de Cobertura de Activos Consolidados se calcula como se indica a continuación:

	31 de diciembre de 2024 (USD)	31 de diciembre de 2023 (USD)
Valor PDP PV10	263.106	398.593
Saldo de capital del Préstamo a Plazo	50.000	—
Razón de Cobertura de Activos Consolidados	5,26	n/a

Al 19 de marzo de 2025, la Corporación tenía en circulación 34,1 millones de acciones ordinarias, 1,1 millones de opciones de compra de acciones, 2,3 millones de UAR, DSU y PSU, y 1,9 millones de garantías de compra de acciones pendientes.

Obligaciones Contractuales

La siguiente tabla presenta un resumen de las necesidades de efectivo de la Corporación para atender sus pasivos financieros y obligaciones contractuales existentes al 31 de diciembre de 2024:

	Menos de 1 año (USD)	1-3 años (USD)	Más de 3 años (USD)	Total (USD)
Deuda de largo plazo - capital	12.500	237.500	500.000	750.000
Obligaciones de arrendamiento - no descontadas	5.201	7.866	140	13.207
Cuentas por pagar, comerciales y otras	87.368	—	—	87.368
Impuestos por pagar	20.573	—	—	20.573
Otras obligaciones de largo plazo	—	6.435	—	6.435
Pasivo de remuneración de incentivo de largo plazo	1.830	1.338	—	3.168
Contratos de exploración y producción	3.977	26.140	1.758	31.875
Contratos de operación de estación de compresión	2.824	5.696	124	8.644
	134.273	284.975	502.022	921.270

Cartas de Crédito

Al 31 de diciembre de 2024, la Corporación tenía cartas de crédito pendientes por un total de USD66,9 millones (USD87,5 millones al 31 de diciembre de 2023) para garantizar compromisos de trabajo en bloques de exploración en Colombia y para garantizar otros compromisos contractuales.

Contratos de Exploración y Producción

La Corporación ha celebrado una serie de contratos de exploración en Colombia, los cuales exigen que la Corporación cumpla compromisos de programas de trabajo y emita garantías financieras relacionadas con los mismos. En total, la Corporación tiene compromisos de exploración pendientes al 31 de diciembre de 2024 por USD31,9 millones y ha emitido USD13,8 millones del total de USD66,9 millones de garantías financieras relacionadas con ellos.

Transacciones con Partes Relacionadas

La Corporación tenía una inversión en una corporación que cotiza en bolsa, Arrow Exploration Corp. ("Arrow"), de la cual dos miembros de su junta directiva son también miembros claves de la administración de la Corporación. El 26 de abril de 2024, la Corporación vendió todas sus acciones ordinarias de Arrow a £0,185 por acción por un total de USD13,3 millones, netos de comisiones.

Sostenibilidad

Como se indica en el Informe Integrado ASG de 2023 de la Corporación, Canacol actualmente es una productora de gas natural sostenible líder en las Américas. En 2023, la Corporación logró intensidades de emisión de GEI 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 gente. Canacol apoya con

entusiasmo los objetivos globales para cumplir con las metas del Acuerdo de París, y mantiene su compromiso de apoyar el objetivo de Colombia de lograr una reducción del 51% en las emisiones para 2030. En línea con este compromiso, Canacol ha establecido sus metas de descarbonización, por las cuales apunta a reducir las emisiones de Alcance 1 y 2 en un 35% para 2035 y lograr neutralidad de carbono en 2050. El objetivo de la Corporación en asuntos ASG es mejorar la calidad de vida de millones de personas a través de la exploración, la producción y el suministro de gas natural convencional en Colombia. Al mismo tiempo, Canacol está enfocada en generar valor para sus grupos de interés de forma sostenible, colaborativa, corresponsable, respetuosa y transparente. Con la transición al gas natural, la Corporación 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 Corporación 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 Corporación tiene sólidos estándares y procedimientos de gobierno corporativo, los cuales están alineados con las mejores prácticas globales, y usa mecanismos de control que protegen los intereses de los accionistas, respetan y promueven los derechos humanos, garantizan el comportamiento ético, la integridad y la transparencia, aseguran el cumplimiento normativo y minimizan el riesgo.

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

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

1. Un futuro con energía más limpia – entregar gas natural conforme a los más altos estándares de eficiencia ambiental y operativa.
2. Empoderar a nuestra gente – tener un impacto positivo en la gente y demostrar el compromiso de Canacol de mejorar el bienestar, la prosperidad y la salud y la seguridad de 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 Corporación está enfocada en:

- i. Mantener y aumentar la generación de EBITDA y las reservas de Canacol mediante precios más altos de los productos básicos e inversión en proyectos de perforación, reacondicionamiento y nuevas instalaciones;
- 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 Corporación con su estrategia ESG.

La Corporación espera que los precios de productos básicos se mantengan fuertes para lo que resta de 2025, y por esta razón, en 2025, la Corporación 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 Corporación planea optimizar su producción e incrementar las reservas mediante la perforación de hasta 11 pozos de exploración y tres pozos de desarrollo, montar nuevas instalaciones de compresión y procesamiento según sea necesario, y completar los reacondicionamientos 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 Corporación 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 a la fecha de este MD&A. El plan de perforación para exploración incluye 10 pozos de exploración 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.

En los últimos años la Corporación ha acumulado una superficie significativa en el VMM, y en 2025 la Corporación 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 Corporación 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 Corporación actualmente está evaluando sus opciones con respecto a cómo proceder con el proyecto.

En Bolivia, la Corporación 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 Corporación 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 (montos en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)

	2024				2023			
	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1
Financieros								
Ingresos totales, netos de regalías y gasto de transporte ⁽¹⁾	98.339	87.934	88.288	77.691	79.718	76.618	74.605	73.913
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	52.119	57.909	57.121	42.226	30.958	48.950	33.686	32.693
Por acción – básicos (USD) ⁽¹⁾	1,53	1,70	1,67	1,24	0,91	1,44	0,99	0,96
Por acción – diluidos (USD) ⁽¹⁾	1,53	1,70	1,67	1,24	0,91	1,44	0,99	0,96
Flujos de caja aportados (usados) por actividades operativas	42.428	21.692	49.202	54.719	22.571	66.212	(24.413)	30.969
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	(25.434)	10.346	(21.298)	3.654	29.897	(524)	39.990	16.874
Por acción – básica (USD)	(0,75)	0,30	(0,62)	0,11	0,88	(0,02)	1,17	0,49
Por acción – diluida (USD)	(0,75)	0,30	(0,62)	0,11	0,88	(0,02)	1,17	0,49
EBITDAX ajustado ⁽¹⁾	76.054	85.844	73.187	61.041	53.144	62.103	60.654	60.928
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	34.115	34.111	34.111	34.111	34.111	34.111	34.111	34.111
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido	34.115	34.111	34.111	34.111	34.111	34.111	34.111	34.111
Gastos de capital en efectivo netos ⁽¹⁾	28.634	23.928	33.853	35.878	72.246	43.830	51.985	47.123
Operaciones								
Producción								
Gas natural y GNL (Mcfpd)	161.360	164.551	162.652	154.043	168.127	181.028	187.687	188.384
Petróleo de Colombia (bopd)	933	1.607	1.700	1.405	627	531	527	565
Total (boepd)	29.242	30.476	30.235	28.430	30.123	32.290	33.455	33.615
Ventas contractuales realizadas								
Gas natural y GNL (Mcfpd)	158.033	159.764	158.541	150.421	164.840	178.188	184.752	185.624
Petróleo de Colombia (bopd)	947	1.594	1.681	1.389	590	511	523	587
Total (boepd)	28.672	29.623	29.495	27.779	29.509	31.772	32.936	33.153
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (USD/Mcf)	6,12	5,25	5,34	4,90	4,39	4,14	3,94	4,01
Petróleo de Colombia (USD/bbl)	11,54	19,81	21,98	20,15	13,29	25,99	18,57	25,86
Corporativas (USD/boe)	34,18	29,42	29,95	27,51	24,82	23,62	22,36	22,88

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

RESUMEN DE LA INFORMACIÓN ANUAL

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

Año terminado el 31 de diciembre de	2024	2023	2022
Financieros			
Ingresos totales de gas natural y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte ⁽¹⁾	352.252	304.854	274.228
Ganancia neta y ganancia total	(32.732)	86.237	147.270
Por acción – básica (USD)	(0,96)	2,53	4,31
Por acción – diluida (USD)	(0,96)	2,53	4,31
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	209.375	146.287	94.640
Por acción – básicos ⁽¹⁾	6,14	4,29	2,77
Por acción – diluidos ⁽¹⁾	6,07	4,29	2,77
Flujos de efectivo provenientes de las operaciones EBITDAX ajustado ⁽¹⁾	168.041	95.339	185.429
	296.126	236.829	212.850
Efectivo y equivalentes de efectivo	79.201	39.425	58.518
Activos totales	1.215.777	1.233.428	1.014.848
Deuda total	762.313	713.435	550.752
Gastos de capital en efectivo netos ⁽¹⁾	122.293	215.184	166.288
Operacionales			
Producción de gas natural y petróleo crudo, antes de regalías			
Gas natural (Mcfpd)	160.664	181.277	184.584
Petróleo de Colombia (bopd)	1.411	563	522
Total (boepd)	29.598	32.366	32.905
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías			
Gas natural (Mcfpd)	156.702	178.293	182.367
Petróleo de Colombia (bopd)	1.402	553	519
Total (boepd)	28.894	31.833	32.513
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾			
Gas natural (USD/Mcf)	5,41	4,11	3,68
Petróleo de Colombia (USD/bbl)	19,04	20,77	23,69
Corporativas (USD/boe)	30,28	23,39	20,99

(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

La Corporación está sujeta a varios factores de riesgo que incluyen, entre otros: la volatilidad de los precios del gas natural y el petróleo crudo; cambio de divisas y riesgos monetarios; riesgos generales relacionados con las operaciones en el extranjero, como incertidumbres políticas, económicas, normativas y de otro tipo relacionadas tanto con las políticas de inversión extranjera como con las políticas energéticas; gobiernos que ejercen de tiempo en tiempo una influencia significativa en la economía para controlar la inflación; desarrollo de regulaciones ambientales en jurisdicciones extranjeras; descubrimiento de reservas de gas natural y petróleo; concentración de las transacciones de venta con unos pocos clientes importantes; gastos de capital sustanciales para la adquisición, la exploración, el desarrollo y la producción de reservas de gas natural y petróleo crudo a largo plazo, para lo cual pueden requerirse financiamientos adicionales a fin de implementar el plan de negocios de la Corporación.

La volatilidad periódica de los mercados financieros y de capital puede limitar gravemente el acceso al capital; sin embargo, la Corporación ha podido atraer capital con éxito en el pasado y tiene suficiente flujo de efectivo anticipado de las operaciones para respaldar sus operaciones y programa de capital actuales.

La Corporación está expuesta al riesgo de cambio de divisas y monetario como resultado de las fluctuaciones en las tasas de cambio a través de sus depósitos en efectivo e inversiones denominados en COP y CAD. Se espera que la mayoría de los ingresos de la Corporación y los fondos de las actividades de financiamiento se reciban en referencia a precios denominados en USD, mientras que una parte de sus costos operativos, de capital y generales y administrativos están denominados en COP y CAD. Al 31 de diciembre de 2024 y para el año terminado en esa fecha, la Corporación no ha suscrito ninguna cobertura de moneda extranjera.

La mayoría de la deuda con intereses de la Corporación, que corresponde a los Títulos Preferenciales, está sujeta a tasas de interés fijas, lo que limita la exposición de la Corporación al riesgo de tasa de interés. La Línea de Crédito Rotativo y el Préstamo a Plazo de la Corporación están sujetos a tasas de interés variables. Los demás activos y pasivos financieros de la Corporación no están expuestos al riesgo de tasa de interés.

Las fluctuaciones en los precios al contado del gas natural no solamente afectarán los ingresos de la Corporación, sino que también pueden afectar la capacidad de la Corporación para obtener capital, si es necesario. La exposición de la Corporación a la volatilidad de los precios al contado del gas natural es limitada debido a que una parte significativa del gas natural de la Corporación se vende bajo contratos de precio fijo denominados en USD.

La política de la Corporación es celebrar acuerdos con clientes que estén bien establecidos y bien financiados en la industria del petróleo y el gas, de modo que se mitigue el nivel de riesgo asociado con uno o más de sus clientes que enfrenten dificultades financieras, al tiempo que se equilibren los factores de dependencia económica con la maximización de las ganancias. Hasta la fecha, la Corporación no ha experimentado ninguna pérdida crediticia importante en el recaudo de sus cuentas comerciales por cobrar. Las cuentas comerciales por cobrar de la Corporación se refieren principalmente a ventas de gas natural, GNL y petróleo crudo, que normalmente se cobran dentro de los 45 días siguientes al mes de producción. Históricamente, la Corporación no ha experimentado ningún problema de cobro con sus clientes. Sin embargo, al 31 de diciembre de 2024 y actualmente aún en curso, la Corporación tiene una disputa con un cliente y, por lo tanto, la cuenta por cobrar a ese cliente, por un total de USD21 millones, ha vencido. La disputa actualmente está en proceso de arbitramento y la Corporación espera poder cobrar el saldo pendiente en su totalidad.

La Corporación procura mitigar sus exposiciones a riesgos de negocios y operacionales manteniendo una cobertura de seguro integral para sus activos y operaciones, empleando o contratando técnicos y profesionales competentes, instituyendo y manteniendo estándares y procedimientos operativos de salud, seguridad y ambientales y manteniendo un enfoque prudente para las actividades de exploración y desarrollo. La Corporación también se ocupa de, y regularmente informa sobre, el impacto de los riesgos para sus accionistas, y reduce el valor en libros de los activos que pueden no ser recuperables.

Un análisis más completo de los riesgos e incertidumbres se encuentra en el Formulario de Información Anual de la Corporación para el año terminado el 31 de diciembre de 2024, según se ha radicado en SEDAR+ y se incorpora aquí por referencia.

POLÍTICAS CONTABLES Y ESTIMADOS CRÍTICOS

La administración de la Corporación 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 Corporación pueden consultarse en las notas a los estados financieros.

CAMBIOS EN POLÍTICAS CONTABLES

La Corporación no ha implementado nuevas políticas contables durante los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2024. En los estados financieros se suministran análisis detallados de las nuevas políticas contables y su impacto.

POLÍTICAS NORMATIVAS

Controles y Procedimientos de Revelación

Los Controles y Procedimientos de Revelación (“C&PR”) son diseñados para ofrecer una seguridad razonable sobre que toda la información significativa es reunida y reportada en forma oportuna a la alta gerencia, de modo que puedan tomarse decisiones adecuadas en relación con su revelación pública, y que la información que debe ser revelada por el emisor en virtud de la legislación de valores es registrada, procesada, resumida y reportada dentro de los períodos de tiempo especificados en la legislación de valores. El Director Ejecutivo (“CEO” por sus siglas en inglés) y el Director Financiero (“CFO” por sus siglas en inglés), junto con otros miembros de la administración, han diseñado C&PR, o han hecho que sean diseñados bajo la supervisión del CEO y el CFO, y han evaluado la efectividad del diseño y de la operación de los C&PR de la Corporación al 31 de diciembre de 2024. Con base en esta evaluación, se concluyó que el diseño y la operación de los C&PR de la Corporación fueron efectivos al 31 de diciembre de 2024.

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 de Contabilidad NIIF. El CEO y el CFO de la Corporación, con el apoyo de la administración, han evaluado la efectividad del diseño y de la operación de los CIIF de la Corporación al 31 de diciembre de 2023 con base en los criterios descritos en “Control Interno - Marco Integrado” emitido en 2013 por el Comité de Organizaciones Patrocinadoras de la Comisión Treadway. Con base en esta evaluación, se concluyó que el diseño y la operación de los CIIF de la Corporación fueron efectivos al 31 de diciembre de 2024.

Durante los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2024, no ha habido cambios en los CIIF de la Corporación que hayan afectado significativamente, o que sea razonablemente probable que afecten significativamente, los CIIF de la Corporación.

Limitaciones de los Controles y Procedimientos

La administración de la Corporación, incluyendo su CEO y su CFO, considera 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 Corporación, 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. Así, debido a las limitaciones inherentes en un sistema de control efectivo desde el punto de vista de costos, las declaraciones incorrectas debidas a error o fraude pueden ocurrir y no ser detectadas. También, las proyecciones de cualquier evaluación de efectividad para períodos futuros están sujetas al riesgo de que los controles se vuelvan inadecuados debido a cambios en las condiciones, o a que el grado de cumplimiento de las políticas o los procedimientos se deteriore.