

CANACOL ENERGY LTD.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2023



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		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Ingresos totales, netos de regalías y gasto de transporte ⁽¹⁾	79.718	67.956	17 %	304.854	274.228	11 %
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	30.958	(16.977)	n/a	146.287	94.640	55 %
Por acción – básicos (USD) ⁽¹⁾	0,91	(0,50)	n/a	4,29	2,77	55 %
Por acción – diluidos (USD) ⁽¹⁾	0,91	(0,50)	n/a	4,29	2,77	55 %
Ganancia neta y ganancia total	29.897	133.722	(78 %)	86.237	147.270	(41 %)
Por acción – básica (USD)	0,88	3,92	(78 %)	2,53	4,31	(41 %)
Por acción – diluida (USD)	0,88	3,92	(78 %)	2,53	4,31	(41 %)
Flujos de caja aportados por actividades operativas	22.571	50.034	(55 %)	95.339	185.429	(49 %)
Por acción – básicos (USD) ⁽¹⁾	0,66	1,47	(55 %)	2,79	5,43	(49 %)
Por acción – diluidos (USD) ⁽¹⁾	0,66	1,47	(55 %)	2,79	5,43	(49 %)
EBITDAX Ajustado ⁽¹⁾	53.144	52.003	2 %	236.829	212.850	11 %
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	34.111	34.113	— %	34.111	34.144	— %
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido	34.111	34.113	— %	34.111	34.144	— %
Gastos de capital en efectivo netos ⁽¹⁾	72.246	50.382	43 %	215.184	166.288	29 %
				31 de diciembre de 2023	31 de diciembre de 2022	Cambio
Efectivo y equivalentes de efectivo				39.425	58.518	(33 %)
Déficit de capital de trabajo				(10.028)	(22.603)	(56 %)
Deuda total				713.435	550.752	30 %
Activos totales				1.233.428	1.014.848	22 %
Acciones ordinarias, final del período (000)				34.111	34.111	— %
Operativos	Tres meses terminados el 31 de diciembre de			Año terminado el 31 de diciembre de		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Producción						
Gas natural y GNL (Mcfpd)	168.127	177.985	(6 %)	181.277	184.584	(2 %)
Petróleo de Colombia (bopd)	627	546	15 %	563	522	8 %
Total (boepd)	30.123	31.771	(5 %)	32.366	32.905	(2 %)
Ventas contractuales realizadas						
Gas natural y GNL (Mcfpd)	164.840	175.580	(6 %)	178.293	182.367	(2 %)
Petróleo de Colombia (bopd)	590	541	9 %	553	519	7 %
Total (boepd)	29.509	31.345	(6 %)	31.833	32.513	(2 %)
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	4,39	3,73	18 %	4,11	3,68	12 %
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	13,29	22,81	(42 %)	20,77	23,69	(12 %)
Corporativas (\$/boe)	24,82	21,27	17 %	23,39	20,99	11 %

(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 marzo 19 de 2024 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 2023 y 2022 (“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 el fenómeno de El Niño creará una demanda superior a la normal de ventas de gas natural, 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 – Dos de las medidas de referencia que la Corporación usa para evaluar su desempeño son los fondos ajustados provenientes de las operaciones y el EBITDAX ajustado, que son medidas no definidas en las Normas 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. 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 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 compañías.

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 de (USD)		Año terminado el 31 de diciembre de (USD)	
	2023	2022	2023	2022
Flujos de caja aportados (usados) por actividades operativas	22.571	50.034	95.339	185.429
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	8.387	(67.011)	50.731	(90.789)
Liquidación de obligaciones de desmantelamiento	—	—	217	—
Fondos ajustados provenientes de las operaciones	30.958	(16.977)	146.287	94.640

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

	2023				Período Total (USD)
	Trimestre 1 (USD)	Trimestre 2 (USD)	Trimestre 3 (USD)	Trimestre 4 (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 de impuesto de renta	8.869	(14.500)	(5.596)	(14.076)	(25.303)
(+) Agotamiento y depreciación	18.971	19.249	17.619	20.086	75.925
(+) Gasto de exploración	—	—	—	—	—
(+) Deterioro de activos de larga vida	—	—	32.604	2.750	35.354
(+) Costos anteriores a la licencia	408	198	270	327	1.203
(+) Diferencia en cambio no realizada	1.745	245	1.354	(2.316)	1.028
(+/-) Otros rubros distintos a efectivo o no recurrentes	4.390	3.290	4.375	3.478	15.533
EBITDAX Ajustado	60.928	60.654	62.103	53.144	236.829

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 hemos expresado 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 2023

- Las reservas probadas más probables ("2P") y los volúmenes estimados de gas natural convencional y petróleo crudo antes de impuesto VPN-10 aumentaron un 10 % a \$2.100 millones al 31 de diciembre de 2023, en comparación con \$1.900 millones al 31 de diciembre de 2022.
- Las reservas 2P después de impuesto VPN-10 aumentaron un 34 % a \$1.800 millones al 31 de diciembre de 2023, en comparación con \$1.300 millones al 31 de diciembre de 2022. El aumento significativo en el valor de las reservas 2P después de impuesto VPN-10 está principalmente impactado por la reestructuración de la Corporación en el cuarto trimestre de 2022, cuyos resultados se incorporan por primera vez en el informe de reservas de este año.
- Las reservas 2P de la Corporación disminuyeron un 7 % desde diciembre 31 de 2022, a un total de 607 mil millones de pies cúbicos equivalentes ("Bcfe" por su sigla en inglés) al 31 de diciembre de 2023.
- La Corporación logró un índice de vida de reservas ("RLI" por su sigla en inglés) 1P y 2P de 4,8 años y 9,9 años, respectivamente, con base en una producción anualizada de gas natural de 168 MMcfpd en el cuarto trimestre de 2023.

Aspectos Financieros y Operacionales Destacados para los Tres Meses Terminados el 31 de diciembre de 2023

- El EBITDAX ajustado aumentó un 2 % a USD 53,1 millones para los tres meses terminados el 31 de diciembre

de 2023, en comparación con USD 52,0 millones para el mismo período en 2022. El aumento se debe principalmente a un incremento en la ganancia operacional neta por gas natural.

- La ganancia operacional neta por gas natural y gas natural licuado ("GNL") de la Corporación aumentó un 18 % a USD 4,39 por Mcf para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2023, en comparación con USD 3,73 por Mcf para el mismo período en 2022. El aumento se debe principalmente a un incremento de los precios promedios de ventas, netos de gasto de transporte, compensado por un aumento de los gastos operativos y las regalías.
- Los ingresos totales, netos de regalías y gasto de transporte, para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2023, aumentaron un 17 % a USD 79,7 millones, en comparación con USD 68 millones para el mismo período en 2022, principalmente por un mayor precio promedio de venta del gas natural, neto de gasto de transporte de USD 6,04 por Mcf para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2023 en comparación con USD 4,81 por Mcf para el mismo período en 2022.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones aumentaron a USD 31 millones para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2023, en comparación con un flujo de salida de USD 17 millones para el mismo período en 2022, principalmente por un aumento en el EBITDAX combinado con una disminución en el gasto de impuesto de renta corriente.
- El volumen de ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL disminuyó un 6 % a 164,8 MMcfpd para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2023, en comparación con 175,6 MMcfpd para el mismo período en 2022. La disminución se debe a la reducción inusual e inesperada de la capacidad de producción de la Corporación (ver la sección "Resultados de las Operaciones").
- La Corporación tuvo un ingreso neto de USD 29,9 millones para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2023, en comparación con un ingreso neto de USD 133,7 millones para el mismo período en 2022. La disminución en el ingreso neto para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2023 fue impulsada por una más baja recuperación del impuesto de renta diferido diferente a efectivo, en comparación con 2022.
- Los gastos de capital en efectivo netos para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2023 fueron de USD 72,2 millones, en comparación con USD 50,4 millones para el mismo período en 2022. El aumento se debe principalmente a un incremento en las actividades de perforación.
- Al 31 de diciembre de 2023, la Corporación tenía USD 39,4 millones en efectivo y equivalentes a efectivo y USD 10 millones en déficit de capital de trabajo.

Consolidación de Acciones

El 19 de diciembre de 2022, los accionistas de la Corporación aprobaron la consolidación de las acciones ordinarias de la Corporación ("Acciones Ordinarias") sobre la base de cinco (5) Acciones Ordinarias existentes antes de la consolidación por cada una (1) de las Acciones Ordinarias posteriores a la consolidación (la "Consolidación de Acciones"). Como resultado de la Consolidación de Acciones, en enero 17 de 2023, 170.557.290 Acciones Ordinarias emitidas y en circulación antes de la Consolidación de Acciones se han reducido a 34.111.458 Acciones Ordinarias (sin tener en cuenta el tratamiento de las acciones fraccionarias resultantes). El porcentaje de participación de cada accionista en la Corporación y el poder de voto proporcional permanecen sin cambios después de la Consolidación de Acciones.

Resultados de las Operaciones

Para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2023, la producción de la Corporación consistió principalmente en gas natural de los bloques Esperanza, VIM-5 y VIM-21 ubicados en la cuenca del Valle del Bajo Magdalena en Colombia. La producción de la Corporación también incluyó petróleo crudo de su bloque Rancho Hermoso en Colombia ("petróleo de Colombia"). La producción de GNL de la Corporación 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". Además de sus bloques productores, la Corporación tiene participaciones en varios contratos de exploración de gas natural en Colombia.

Durante los tres meses finalizados el 31 de diciembre de 2023, la Corporación completó la perforación de los pozos de desarrollo Clarinete-9, Pandereta-9, Pandereta-10, Aguas Vivas-4, Nelson-15 y Nelson-16. Los pozos fueron conectados y están en producción permanente.

Actualmente, la Corporación está perforando los pozos de desarrollo Nelson-17 y Clarinete-10 y planea tener estos pozos conectados y que estén en producción una vez sean completados.

El 19 de octubre de 2023, la Corporación anunció que el contrato de venta de gas en firme a largo plazo con Empresas Públicas de Medellín E.S.P. ("EPM"), previamente programado para comenzar entregas el 1 de diciembre de 2024 (el "Proyecto Medellín"), ha sido terminado por Canacol. Al momento de su terminación, el Proyecto Medellín aún se encontraba en proceso de obtención de la licencia ambiental requerida para la construcción del gasoducto para entregar el gas contratado desde la planta de procesamiento de gas Jobo de la Corporación a la ciudad de Medellín, Colombia. Inicialmente se esperaba que este proceso se completara en julio de 2023. Si bien esta demora no fue suficiente por sí sola para poner en riesgo la ejecución oportuna del Proyecto Medellín o del contrato de venta de gas con EPM, ha sido parte de un patrón de obstáculos legales, sociales y de seguridad cada vez mayores que han surgido en los últimos meses y que han llevado a la Corporación a reevaluar el futuro probable y la prioridad dada a este proyecto. Como resultado de una cuidadosa revisión de a) las circunstancias legales, sociales y de seguridad, b) la dinámica dentro del mercado de gas colombiano, y c) la decisión de la Corporación de invertir sus programas de exploración de gas natural en la Cuenca del Magdalena Medio y en Bolivia, la Corporación consideró prudente cancelar el Proyecto Medellín. Como resultado de la terminación del Proyecto Medellín, los costos acumulados asociados con el Proyecto Medellín por un total de USD 35,4 millones se contabilizaron como gastos por deterioro en los estados financieros al 31 de diciembre de 2023.

El 19 de octubre de 2023, la Corporación también anunció que ha realizado una entrada estratégica en Bolivia con la firma de tres contratos de exploración y producción ("E&P") con Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos ("YPFB"), la compañía estatal boliviana de petróleo y gas. La Corporación también está en el proceso de buscar la aprobación del gobierno para la adjudicación de un cuarto contrato de E&P. Estos cuatro contratos de E&P exponen a Canacol tanto a redesarrollos de campos de gas maduros de bajo riesgo, como a un significativo potencial de exploración de gas natural en la cuenca productora de gas más grande de Bolivia, con un modesto compromiso de capital durante cinco años de aproximadamente USD 27 millones de inversión. El gas de estos contratos puede ser comercializado rápidamente si se tiene éxito, pues están ubicados estratégicamente a lo largo de las principales rutas de gasoductos con exportación a Brasil.

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 de (USD)			Año terminado el 31 de diciembre de (USD)		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Gas Natural y GNL (Mcfpd)						
Producción de gas natural y GNL	168.127	177.985	(6 %)	181.277	184.584	(2 %)
Consumo de campo	(3.856)	(2.495)	55 %	(3.176)	(2.481)	28 %
Ventas de gas natural y GNL	164.271	175.490	(6 %)	178.101	182.103	(2 %)
Volúmenes en firme (2)	569	90	532 %	192	264	(27 %)
Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL	164.840	175.580	(6 %)	178.293	182.367	(2 %)
Petróleo de Colombia (bopd)						
Producción de petróleo crudo	627	546	15 %	563	522	8 %
Movimientos de inventario y otros	(37)	(5)	640 %	(10)	(3)	233 %
Ventas de petróleo de Colombia	590	541	9 %	553	519	7 %
Corporativas (boepd / bopd)						
Producción de gas natural y GNL	29.496	31.225	(6 %)	31.803	32.383	(2 %)
Producción de petróleo de Colombia	627	546	15 %	563	522	8 %
Producción total	30.123	31.771	(5 %)	32.366	32.905	(2 %)
Consumo de campo e inventario	(714)	(442)	62 %	(567)	(438)	29 %
Ventas corporativas totales	29.409	31.329	(6 %)	31.799	32.467	(2 %)
Volúmenes en firme (2)	100	16	525 %	34	46	(26 %)
Ventas contractuales realizadas totales	29.509	31.345	(6 %)	31.833	32.513	(2 %)

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 2023 promediaron 164,8 y 178,3 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.

La disminución del 6 % y del 2 % en las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2023, respectivamente, en comparación con los mismos periodos en 2022, se debe a: a) las restricciones inusuales e inesperadas en la capacidad de producción que empezaron en agosto de 2023 como resultado de problemas en la instalación de tratamiento de gas de Jobo así como en algunos de sus pozos productivos; y b) los cambios realizados en la planta de Jobo durante el mes de diciembre de 2023.

Ingresos, Netos de Regalías y Gasto de Transporte

	Tres meses terminados el 31 de diciembre de (USD)			Año terminado en diciembre 31 de (USD)		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Gas Natural y GNL						
Ingresos de gas natural y GNL	94.282	83.884	12 %	362.318	347.615	4 %
Gasto de transporte	(3.012)	(6.178)	(51 %)	(10.779)	(32.510)	(67 %)
Ingresos, netos de costo de transporte	91.270	77.706	17 %	351.539	315.105	12 %
Regalías	(15.665)	(12.636)	24 %	(59.225)	(50.167)	18 %
Ingresos, netos de regalías y costo de transporte	75.605	65.070	16 %	292.314	264.938	10 %
Petróleo de Colombia						
Ingresos de petróleo crudo	2.704	2.084	30 %	9.360	8.590	9 %
Gasto de transporte	(76)	(35)	(117 %)	(170)	(177)	(4 %)
Ingresos, netos de costo de transporte	2.628	2.049	28 %	9.190	8.413	9 %
Regalías	(185)	(127)	46 %	(587)	(527)	11 %
Ingresos, netos de regalías y gasto de transporte	2.443	1.922	27 %	8.603	7.886	9 %
Corporativos						
Ingresos de gas natural y GNL	94.282	83.884	12 %	362.318	347.615	4 %
Ingresos de petróleo crudo	2.704	2.084	30 %	9.360	8.590	9 %
Ingresos totales	96.986	85.968	13 %	371.678	356.205	4 %
Regalías	(15.850)	(12.763)	24 %	(59.812)	(50.694)	18 %
Ingresos de producción de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías	81.136	73.205	11 %	311.866	305.511	2 %
Ingresos pendientes de generación de energía	882	916	(4 %)	3.050	916	233 %
Ingresos de gas natural en firme	788	48	1,542 %	887	488	82 %
Ingresos totales, netos de regalías, según lo reportado	82.806	74.169	12 %	315.803	306.915	3 %
Gasto de transporte	(3.088)	(6.213)	(50 %)	(10.949)	(32.687)	(67 %)
Ingresos totales, netos de regalías y costo de transporte	79.718	67.956	17 %	304.854	274.228	11 %

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 2023, aumentaron 17 % y 12 % a USD 91,3 millones y USD 351,5 millones, respectivamente, en comparación con USD 77,7 millones y USD 315,1 millones para los mismos períodos en 2022, debido a un aumento del precio de venta promedio, neto de gasto de transporte.

Para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2023, la Corporación realizó ingresos pendientes de generación de energía de USD 0,9 millones y USD 3,1 millones, respectivamente, por su compromiso de suministrar gas natural a una planta de generación de energía colombiana de propiedad de Termoeléctrica el Tesorito S.A.S. ESP ("Tesorito"). Los ingresos pendientes de generación de energía se devengan diariamente, independientemente de si el gas natural es entregado realmente.

Al 31 de diciembre de 2023, la Corporación tenía ingresos diferidos de USD 6,6 millones, relacionados con nominaciones de ventas de gas natural y GNL no entregadas que se pagaron o se registraron en cuentas por cobrar, para las cuales los compradores tienen el derecho legal de recibir la entrega en una fecha posterior, momento en el cual se reconocerán como ingreso. Si los compradores no aceptan la entrega dentro del período asignado, la 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 gasto de transporte, independientemente de cuál parte incurre en el costo del transporte. El costo de transporte de gas natural disminuyó un 51 % y un 67 % para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2023, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2022, debido a la disminución 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 de (USD)			Año terminado en diciembre 31 de (USD)		
	2023	2022	Cambio	2023	2022	Cambio
Gas Natural						
Regalías de Esperanza	691	1.093	(37 %)	3.711	4.501	(18 %)
Regalías de VIM-5	12.658	9.801	29 %	46.543	36.782	27 %
Regalías de VIM-21	2.316	1.742	33 %	8.971	8.884	1 %
Gasto de regalías	15.665	12.636	24 %	59.225	50.167	18 %
Tasas de Regalías de Gas Natural						
Esperanza	9,0 %	8,5 %	6 %	8,9 %	8.5 %	5 %
VIM-5	21,9 %	21,9 %	— %	21,8 %	22.1 %	(1 %)
VIM-21	9,4 %	9,1 %	3 %	9,7 %	9.6 %	1 %
Tasa de regalía de gas natural	17,2 %	16,3 %	6 %	16,8 %	15.9 %	6 %

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 \$600.000 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 y VIM-21 está sujeta a tasas de regalía de factor x adicionales de 13 % y 3 %, respectivamente.

La tasa de regalía de gas natural aumentó a 17,2 % y 16,8 % para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2023, respectivamente, en comparación con 16,3 % y 15,9 % para los mismos períodos en 2022, principalmente por una mayor producción en el bloque VIM-5, la cual está sujeta a una tasa de regalía más alta.

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

	Tres meses terminados el 31 de diciembre de (USD)			Año terminado el 31 de diciembre de (USD)		
	2023	2022	Cambio	2023	2022	Cambio
Precios Promedio de Referencia						
Henry Hub (\$/MMBtu)	2,54	6,09	(58 %)	2,53	6,51	(61 %)
Alberta Energy Company ("AECO") (\$/MMBtu)	1,55	4,42	(65 %)	1,72	4,34	(60 %)
Brent (\$/bbl)	77,32	88,59	(13 %)	81,03	98,89	(18 %)
Precios Promedio de Venta, Netos de Transporte						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	6,04	4,81	26 %	5,41	4,74	14 %
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	48,42	41,17	18 %	45,53	44,41	3 %
Promedio corporativo (\$/boe)	34,70	27,67	25 %	31,08	27,30	14 %

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). El gasto de transporte de la Corporación asociado a las ventas al contado es normalmente compensado por precios de venta brutos más altos, resultando en precios de venta realizados, netos de transporte, que son consistentes con los contratos firmes a precio fijo de la Corporación.

Los precios promedio de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, aumentaron un 26 % y un 14 % a USD 6,04 por Mcf y USD 5,41 por Mcf para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2023, respectivamente, en comparación con USD 4,81 por Mcf y USD 4,74 por Mcf para los mismos períodos en 2022. El aumento en los precios promedio de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2023, se debió principalmente al aumento en los precios interrumpibles como resultado del fenómeno de El Niño. El aumento en los precios promedio de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, para el año terminado el 31 de diciembre de 2023, fue impulsado por el aumento en contratos en firme a largo plazo, que tuvieron un promedio de USD 5,09 por Mcf durante 2023 en comparación con USD 4,74 por Mcf en 2022. De cara al futuro, el precio promedio de los contratos en firme a largo plazo en 2024 es de USD 6,04 por Mcf, un aumento del 19 % en comparación con 2023.

Gastos Operativos

	Tres meses terminados el 31 de diciembre de (USD)			Año terminado el 31 de diciembre de (USD)		
	2023	2022	Cambio	2023	2022	Cambio
Gas natural y GNL	9.158	4.877	88 %	25.093	20.715	21 %
Petróleo de Colombia	1.722	787	119 %	4.410	3.399	30 %
Gastos operativos totales	10.880	5.664	92 %	29.503	24.114	22 %
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	0,61	0,30	103 %	0,39	0,31	26 %
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	31,72	15,81	101 %	21,85	17,94	22 %
Corporativos (\$/boe)	4,02	1,97	104 %	2,54	2,03	25 %

Los gastos operativos de gas natural y GNL por Mcf aumentaron un 103 % y un 26 % a USD 0,61 por Mcf y USD 0,39 por Mcf para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2023, respectivamente, en comparación con USD 0,30 por Mcf y USD 0,31 por Mcf para los mismos períodos en 2023. El aumento en los gastos operativos de gas natural y GNL se debe a la combinación de a) actividades de mantenimiento previamente retrasadas realizadas durante el cuarto trimestre de 2023, b) aumento de los costos de tratamiento del agua durante el cuarto trimestre de 2023, pero que se espera que disminuyan en 2024 mediante la inyección de agua en un pozo de inyección, c) aumento en el costo de mantenimiento de carreteras durante el cuarto trimestre de 2023, d) un costo de servicio único relativo a una unidad compresora en la instalación de procesamiento de gas de Jobo, y e) inflación.

Los gastos operativos de petróleo de Colombia aumentaron un 119 % y un 30 % para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2023, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2022,

principalmente por a) el uso de instalaciones arrendadas a corto plazo durante el cuarto trimestre de 2023 para probar el descubrimiento de petróleo Chimela de la Corporación, b) mayor nivel de las actividades de mantenimiento realizadas, y c) Inflación.

Ganancias Operacionales Netas

USD/Mcf	Tres meses terminados el 31 de diciembre de (USD)			Año terminado el 31 de diciembre de (USD)		
	2023	2022	Cambio	2023	2022	Cambio
Gas Natural y GNL						
Ingreso, neto de gasto de transporte ⁽¹⁾	6,04	4,81	26 %	5,41	4,74	14 %
Regalías	(1,04)	(0,78)	33 %	(0,91)	(0,75)	21 %
Gastos operativos ⁽²⁾	(0,61)	(0,30)	103 %	(0,39)	(0,31)	26 %
Ganancia operacional neta	4,39	3,73	18 %	4,11	3,68	12 %

USD/bbl	Tres meses terminados el 31 de diciembre de (USD)			Año terminado el 31 de diciembre de (USD)		
	2023	2022	Cambio	2023	2022	Cambio
Petróleo de Colombia						
Ingreso, neto de gasto de transporte ⁽¹⁾	48,42	41,17	18 %	45,53	44,41	3 %
Regalías	(3,41)	(2,55)	34 %	(2,91)	(2,78)	5 %
Gastos operativos ⁽²⁾	(31,72)	(15,81)	101 %	(21,85)	(17,94)	22 %
Ganancia operacional neta	13,29	22,81	(42 %)	20,77	23,69	(12 %)

(1) Remítase a Precios Promedio 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 de (USD)			Año terminado el 31 de diciembre de (USD)		
	2023	2022	Cambio	2023	2022	Cambio
Corporativa						
Ingreso, neto de gasto de transporte	34,70	27,67	25 %	31,08	27,30	14 %
Regalías	(5,86)	(4,43)	32 %	(5,15)	(4,28)	20 %
Gastos operativos	(4,02)	(1,97)	104 %	(2,54)	(2,03)	25 %
Ganancia operacional neta	24,82	21,27	17 %	23,39	20,99	11 %

Gastos Generales y Administrativos

USD/boe	Tres meses terminados el 31 de diciembre de (USD)			Año terminado el 31 de diciembre de (USD)		
	2023	2022	Cambio	2023	2022	Cambio
Costos brutos	11.723	10.913	7 %	42.671	37.274	14 %
Menos: montos capitalizados	(2.139)	(2.152)	(1 %)	(9.331)	(8.085)	15 %
Gastos generales y administrativos	9.584	8.761	9 %	33.340	29.189	14 %
USD/boe	3,54	3,04	16 %	2,87	2,46	17 %

Los costos brutos generales y administrativos ("G&A") aumentaron un 7 % y un 14 % para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2023, respectivamente, en comparación con los mismos periodos en 2022, principalmente por costos relacionados con la reestructuración corporativa de Canacol, el pago de indemnización por despido, y la inflación.

Gasto de Financiación Neto

	Tres meses terminados el 31 de diciembre de (USD)			Año terminado el 31 de diciembre de (USD)		
	2023	2022	Cambio	2023	2022	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	12.281	7.924	55 %	43.922	32.459	35 %
Gastos (ingresos) de financiación netos distintos a efectivo	2.688	2.602	3 %	12.135	9.022	35 %
Gasto de financiación neto	14.969	10.526	42 %	56.057	41.481	35 %

El gasto de financiación neto aumentó un 42 % y un 35 % para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2023, en comparación con los mismos períodos en 2022, principalmente como resultado de un aumento en la deuda total y un aumento en las tasas de interés de referencia.

Gasto por Remuneración Basada en Acciones

	Tres meses terminados el 31 de diciembre de (USD)			Año terminado el 31 de diciembre de (USD)		
	2023	2022	Cambio	2023	2022	Cambio
Gasto de unidades liquidadas en acciones	—	22	n/a	14	192	(93 %)
Gasto de unidades liquidadas en efectivo	(516)	781	n/a	4.037	3.747	8 %
Remuneración basada en acciones	(516)	803	n/a	4.051	3.939	3 %

El gasto de unidades liquidadas en efectivo es una amortización no en efectivo de unidades de acciones restringidas (rUAR), unidades de acciones por desempeño (rPSU) por su sigla en inglés) y unidades de acciones diferidas (rDSU) por su sigla en inglés), que se espera que se liquiden en efectivo, amortizadas a lo largo de sus respectivos períodos de otorgamiento y revalorizadas cada período con base en el precio de las acciones de la Corporación. El gasto de unidades de acciones liquidadas en efectivo fue una recuperación para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2023, en comparación con un gasto para el mismo período en 2022, debido a la disminución del precio de la acción de Canacol. El gasto de unidades de acciones liquidadas en efectivo aumentó un 8 % para el año terminado el 31 de diciembre de 2023, en comparación con el mismo período en 2022, principalmente debido a nuevos otorgamientos, compensados con la disminución en el precio de la acción.

Gasto por Agotamiento y Depreciación

	Tres meses terminados el 31 de diciembre de (USD)			Año terminado el 31 de diciembre de (USD)		
	2023	2022	Cambio	2023	2022	Cambio
Gasto por agotamiento y depreciación	20.086	16.226	24 %	75.925	68.566	11 %
\$/boe	7,42	5,63	32 %	6,54	5,79	13 %

El gasto por agotamiento y depreciación aumentó un 24 % y un 11 % durante los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2023, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2022, principalmente por mayores gastos de capital de desarrollo.

Gasto de Impuesto sobre la Renta

	Tres meses terminados el 31 de diciembre de (USD)		Año terminado el 31 de diciembre de (USD)	
	2023	2022	2023	2022
Gasto de impuesto sobre la renta corriente	17.599	67.812	78.330	111.203
Gasto (recuperación) de impuesto sobre la renta diferido	(31.675)	(203.335)	(103.633)	(192.397)
Gasto (recuperación) de impuesto sobre la renta	(14.076)	(135.523)	(25.303)	(81.194)

El ingreso de la Corporación antes de impuestos estuvo sujeto a la tasa legal del impuesto sobre la renta en Colombia del 35 % para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2023. Además, el ingreso gravable generado por el negocio relacionado con el petróleo crudo estuvo sujeto a una sobretasa adicional del 10 %.

La disminución de 77 % y 31 % del gasto del impuesto de renta corriente para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2023, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2022, a pesar de un aumento de 2 % y 11 % en el EBITDA durante esos períodos, se debe principalmente a la progresión en el proceso de reestructuración corporativa de la Corporación, que comenzó en el cuarto trimestre de 2022, mediante el cual la Corporación ha transferido sus activos de Esperanza y VIM-21 de una subsidiaria totalmente de su propiedad a otra en un esfuerzo por alinear mejor las necesidades operativas del negocio y crear una estructura organizacional más eficiente y rentable ("Reestructuración Corporativa").

La Corporación realizó una recuperación de impuesto de renta diferido de USD 31,7 millones y USD 103,6 millones para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2023, respectivamente, principalmente como resultado del fortalecimiento del COP frente al USD que incrementó el valor de los fondos de impuestos de la Corporación al 31 de diciembre de 2023. La Corporación realizó una recuperación de impuesto de renta diferido de USD 203,3 millones y USD 192,4 millones para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de enero de 2022, respectivamente, atribuida principalmente al activo de impuesto diferido de USD 202,2 millones reconocido como resultado de la Reestructuración Corporativa, compensado por un gasto de impuesto diferido de USD 14,7 millones y USD 25,6 millones para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2023 respectivamente, como resultado de la devaluación del COP frente al USD.

Los fondos de impuestos de la Corporación están denominados en COP y se revalorizan en cada fecha de reporte usando la tasa de cambio de COP a USD de fin del período. Al 31 de diciembre de 2023, la tasa de cambio de COP a USD fue de 3.822:1 (4.810:1 al 31 de diciembre de 2022).

Pagos en Efectivo de Impuestos sobre la Renta

	Tres meses terminados el 31 de diciembre de (USD)		Año terminado el 31 de diciembre de (USD)	
	2023	2022	2023	2022
Impuestos sobre la renta pagados	12.531	7.526	122.355	35.490

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, la Corporación pagó un impuesto de renta de USD 72,5 millones (USD 4,8 millones en 2022) para el año fiscal 2022, lo que incluyó un gasto de impuesto corriente único de USD 64,7 millones relacionado con la Reestructuración Corporativa de la Corporación que se produjo al 31 de diciembre de 2022. Además, la Corporación también pagó cuotas relacionadas con su gasto de impuesto de renta de 2023 de USD 12,5 millones y USD 49,8 millones (USD 7,5 millones y USD 30,6 millones en 2022) durante los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2023, respectivamente, que fueron netos de USD 2,7 millones y USD 7,0 millones (USD 2,4 millones y USD 4,5 millones en 2022) de IVA pagados sobre ciertos gastos de capital elegibles que fueron aplicados contra los impuestos por pagar de la Corporación.

Gastos de Capital

	Tres meses terminados el 31 de diciembre de (USD)		Año terminado el 31 de diciembre de (USD)	
	2023	2022	2023	2022
Tierra, sísmica, EIA y comunidades	9.807	5.862	17.232	27.422
Perforación, finalización, prueba y acondicionamientos ⁽¹⁾	40.689	23.348	108.064	76.998
Instalaciones, equipos e infraestructuras	7.968	4.483	33.915	20.326
Ducto a Medellín	2.750	4.483	8.991	10.099
Inventario de bodega, activos corporativos y otros	8.893	10.084	38.130	23.398
G&A capitalizados	2.139	2.152	9.331	8.085
Ingresos por disposición	—	(30)	(479)	(40)
Gastos de capital netos en efectivo	72.246	50.382	215.184	166.288
<i>Costos y ajustes distintos a efectivo:</i>				
Activos de derecho de uso arrendados	650	276	768	2.205
Disposición	(6)	(41)	431	(3.514)
Cambio en obligaciones de desmantelamiento y otros	6.618	(12.657)	7.841	(3.773)
Gastos de capital netos	79.508	37.960	224.224	161.206
Gastos de capital netos contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación ⁽¹⁾	12.623	26.334	53.192	74.667
Gastos en propiedad, planta y equipo	66.891	11.697	171.082	90.093
Disposición	(6)	(71)	(50)	(3.554)
Gastos de capital netos	79.508	37.960	224.224	161.206

(1) Netos de USD 5,1 millones procedentes del seguro.

Los gastos de capital netos para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2023 están relacionados principalmente con:

- Costos de perforación y completamiento del pozo de desarrollo Clarinete-9.
- Costos de perforación y completamiento del pozo de desarrollo Nelson-15.
- Costos de perforación y completamiento del pozo de desarrollo Pandereta-9.
- Costos de perforación y completamiento del pozo de desarrollo Pandereta-10.
- Costos de perforación y completamiento del pozo de desarrollo Aguas Vivas-4.
- Costos de perforación y completamiento del pozo de desarrollo Nelson-16.
- Costos de completamiento del pozo de desarrollo Clarinete-8.
- Costos de perforación del pozo de desarrollo Fresa-2.
- Compra de inventario de bodega para el bloque Esperanza.
- Costos relacionados con instalaciones de compresión y acondicionamiento en los bloques VIM-5, VIM-21 y Esperanza.
- Cambios en la planta de procesamiento de Jobo; y
- Costos de tierra, comunidades y otros costos en los bloques VIM-5, VMM-47, VIM-21, VMM10-1, VMM-53 y VMM-45.

Liquidez y Recursos de Capital

Administración de Capital

La política de la 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 USD 500 millones ("Títulos Preferenciales"). Los Títulos Preferenciales pagan intereses semestrales a una tasa fija del 5,75 % anual, y vencerán en 2028 a menos que sean anticipadamente redimidos o recomprados de conformidad con sus términos. Los Títulos Preferenciales están garantizados total e incondicionalmente por ciertas 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 USD 200 millones con un sindicato de bancos. La RCF tiene una tasa de interés anual de SOFR + 4,5 %, tiene un plazo de cuatro años, y la 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 del 4,50 % durante todo el período de disponibilidad. La RCF no está sujeta a redeterminaciones periódicas típicas. El monto usado y pendiente al 31 de diciembre de 2023 era de USD 200 millones.

Préstamo Puente

El 17 de febrero de 2023, la Corporación pagó los USD 25 millones pendientes del Préstamo Puente con recursos de la RCF (ver "Línea de Crédito Rotativo" arriba) y posteriormente terminó el acuerdo de préstamo. Los costos de transacción no amortizados de USD 1,7 millones fueron amortizados y capitalizados en PP&E a la terminación del acuerdo de préstamo.

Deuda con Banco Colombiano

El 17 de febrero de 2023, la Corporación pagó los USD 9,9 millones pendientes de la Deuda con Banco Colombiano con recursos de la RCF (ver "Línea de Crédito Rotativo" arriba) y posteriormente terminó el acuerdo de préstamo.

Pactos Financieros

Los Títulos Preferenciales de la Corporación y su RCF incluyen varios pactos relacionados con apalancamiento máximo, cobertura de interés mínima, endeudamiento, operaciones, inversiones, ventas de activos, gastos de capital y otros pactos operativos estándares del negocio. Los pactos financieros de la Corporación incluyen: a) una razón máxima de deuda total consolidada, menos efectivo y equivalentes a efectivo, a EBITDAX ajustado de los últimos 12 meses ("Razón de Apalancamiento Consolidado"), de 3,25:1,00 (endeudamiento) o 3,50:1,00 (mantenimiento), y b) una razón mínima de EBITDAX ajustado de los últimos 12 meses a gasto de interés, excluyendo gastos no en efectivo ("Razón de Cobertura de Interés Consolidado"), de 2,50:1,00.

Al 31 de diciembre de 2023, la Corporación estaba en cumplimiento de sus pactos.

	31 de diciembre de 2023 (USD)	31 de diciembre de 2022 (USD)
Títulos Preferenciales - capital (5,75 %)	500.000	500.000
Préstamo Puente - capital (LIBOR + 4,25 %)	—	25.000
RCF (SOFR + 4,5 %) ⁽¹⁾	200.000	—
Deuda con Banco Colombiano – capital (IBR + 2,5 %)	—	10.020
Obligaciones de arrendamiento	13.435	15.732
Deuda total	713.435	550.752
Déficit de capital de trabajo	10.028	22.603
Deuda neta	723.463	573.355

(1) La tasa SOFR para el año terminado el 31 de diciembre de 2023 fue de 5.08%.

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

	31 de diciembre de 2023 (USD)	31 de diciembre de 2022 (USD)
Deuda total	713.435	550.752
Menos: efectivo y equivalentes a efectivo	(39.425)	(58.518)
Deuda neta para efectos del pacto	674.010	492.234
EBITDAX ajustado	236.829	212.850
Razón de Apalancamiento Consolidado	2,85	2,31

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

	31 de diciembre de 2023 (USD)	31 de diciembre de 2022 (USD)
EBITDAX ajustado	236.829	212.850
Gasto de intereses, excluyendo gastos distintos a efectivo	46.852	34.058
Razón de Cobertura de Interés Consolidado	5,05	6,25

Al 21 de marzo de 2024, la Corporación tenía en circulación 34,1 millones de acciones ordinarias, 0,8 millones de opciones de compra de acciones, y 0,9 millones de UAR, DSU y PSU.

Dividendo

La Corporación ha descontinuado el dividendo trimestral con el fin de fortalecer su balance.

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 2023:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda de largo plazo - capital	—	—	700.000	700.000
Obligaciones de arrendamiento - no descontadas	3.598	7.382	3.571	14.551
Cuentas por pagar, comerciales y otras	107.911	—	—	107.911
Dividendo por pagar	6.706	—	—	6.706
Impuestos por pagar	38.861	—	—	38.861
Otras obligaciones de largo plazo	—	6.387	—	6.387
Pasivo de remuneración de incentivo de largo plazo	1.545	1.273	—	2.818
Contratos de exploración y producción	15.679	58.090	1.762	75.531
Contratos de operación de estación de compresión	2.768	5.704	2.940	11.412
	177.068	78.836	708.273	964.177

Cartas de Crédito

Al 31 de diciembre de 2023, la Corporación tenía cartas de crédito pendientes por un total de USD 87,5 millones (USD 87,9 millones al 31 de diciembre de 2022) 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 2023 por USD 75,5 millones y ha emitido USD 49,4 millones del total de USD 87,5 millones de garantías financieras relacionadas con ellos.

Transacciones con Partes Relacionadas

El 13 de octubre de 2023, la Corporación ejerció todos los 18.357.602 derechos de compra de acciones para comprar 18.357.602 acciones ordinarias de Arrow a un precio de ejercicio de CAD 0,15 por acción ordinaria de Arrow. Con posterioridad al ejercicio de los derechos de compra y al 31 de diciembre de 2023, la Corporación quedó con un total de 60.072.807 acciones ordinarias de Arrow, que representan una participación en el capital de Arrow de aproximadamente el 21,0 %.

Dos miembros de la administración clave de Canacol también son miembros de la Junta Directiva de Arrow.

Sostenibilidad

Como se indica en el Informe Integrado ASG de 2022 de la Corporación, Canacol actualmente es un productor de gas natural sostenible líder en las Américas, con emisiones de GEI de Alcance 1 y 2 que son en promedio 80 % más bajas que las de sus pares productores de petróleo y 50 % más bajas que las de sus pares productores de gas. La ambición de Canacol es continuar liderando la industria de petróleo y gas en Colombia en términos de atender las crecientes demandas de energía de los colombianos, a la vez 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 lograr cero emisiones de metano para 2026, reducir las emisiones de Alcance 1 y 2 en un 50 % 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. Junto con esto, la Corporación está enfocada en generar valor para sus partes interesadas en 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, 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.

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

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

Dividendo

La Corporación ha descontinuado el dividendo trimestral con el fin de fortalecer su balance.

PERSPECTIVA

El plan a largo plazo de la Corporación está enfocado en: i) mantener y aumentar su base de reservas y producción de sus activos principales en la Cuenca del Valle del Bajo Magdalena ("VBM"), apuntando al uso completo de la infraestructura de transporte existente; ii) estudiar oportunidades de exploración de alto impacto en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio ("VMM"); iii) la entrada estratégica al mercado de gas en Bolivia, y iv) continuar desarrollándose y mejorando en aspectos ASG.

Para 2024, la Corporación está enfocada en los siguientes objetivos:

- 1) En línea con el mantenimiento y crecimiento de las reservas y la producción de Canacol en sus principales activos de gas en el VBM, la Corporación ha planeado programas integrales de desarrollo y exploración. La Corporación tiene como objetivo optimizar su producción y aumentar las reservas mediante la perforación de hasta cinco pozos de desarrollo, establecer nuevas instalaciones de compresión y procesamiento según sea necesario, y realizar operaciones de reacondicionamiento de los pozos de producción en los campos de gas claves de la Corporación. La Corporación también espera perforar cuatro pozos de exploración, completar la adquisición de 85 kilómetros cuadrados de sísmica 3D para agregar nuevas reservas y producción e identificar nuevos prospectos de perforación. Estas actividades de desarrollo y exploración están planeadas para respaldar la robusta generación de EBITDA de Canacol y permitir a la Corporación capitalizar la dinámica sólida del mercado en 2024. Con este fin, la Corporación perforó con éxito el pozo de desarrollo Clarinete-10, que entró en producción en febrero de 2024, y ha realizado un descubrimiento de gas en el pozo de exploración Pomelo-1, el cual encontró una zona de 96 pies con gas y actualmente se está conectando a producción.
- 2) Mantener un bajo costo de capital, liquidez de caja y flexibilidad de balance para invertir a largo plazo. En un año en el que se espera una dinámica muy favorable del mercado del gas, la Corporación está priorizando tácticamente las inversiones en el VBM y, por lo tanto, ha decidido posponer para 2025 la perforación del pozo de exploración Pola-1 ubicado en el VMM.
- 3) Bolivia: Lograr la aprobación por parte del gobierno de un cuarto contrato de E&P que cubre la reactivación de un campo de gas existente, para iniciar operaciones de desarrollo con miras a agregar reservas y producción y comenzar las ventas de gas en 2025.
- 4) Continuar con el compromiso de la Corporación con su estrategia ambiental, social y de gobierno.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

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

	2023				2022			
	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⁾	79.718	76.618	74.605	73.913	67.956	70.133	70.256	65.883
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	30.958	48.950	33.686	32.693	(16.977)	38.715	39.086	33.816
Por acción – básicos (USD) ⁽¹⁾	0,91	1,44	0,99	0,96	(0,50)	1,15	1,15	1,00
Por acción – diluidos (USD) ⁽¹⁾	0,91	1,44	0,99	0,96	(0,50)	1,15	1,15	1,00
Flujos de caja aportados (usados) por actividades operativas	22.571	66.212	(24.413)	30.969	50.034	61.994	35.338	38.063
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	29.897	(524)	39.990	16.874	133.722	(4.463)	(6.404)	24.415
Por acción neta básica (USD)	0,88	(0,02)	1,17	0,49	3,92	(0,15)	(0,20)	0,70
Por acción neta diluida (USD)	0,88	(0,02)	1,17	0,49	3,92	(0,15)	(0,20)	0,70
EBITDAX ajustado ⁽¹⁾	53.144	62.103	60.654	60.928	52.003	56.015	55.208	49.624
Promedio ponderado de acciones en circulación neta básica	34.111	34.111	34.111	34.111	34.113	34.157	34.118	34.490
Promedio ponderado de acciones en circulación neta diluida	34.111	34.111	34.111	34.111	34.113	34.157	34.118	34.490
Gastos de capital en efectivo netos ⁽¹⁾	72.246	43.830	51.985	47.123	50.382	45.742	42.686	27.478
Operaciones								
Producción								
Gas natural y GNL (Mcfpd)	168.127	181.028	187.687	188.384	177.985	186.695	190.559	183.130
Petróleo de Colombia (bopd)	627	531	527	565	546	544	571	428
Total (boepd)	30.123	32.290	33.455	33.615	31.771	33.298	34.002	32.556
Ventas contractuales realizadas								
Gas natural y GNL (Mcfpd)	164.840	178.188	184.752	185.624	175.580	184.163	187.963	181.813
Petróleo de Colombia (bopd)	590	511	523	587	541	558	565	412
Total (boepd)	29.509	31.772	32.936	33.153	31.345	32.867	33.541	32.309
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	4,39	4,14	3,94	4,01	3,73	3,73	3,66	3,58
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	13,29	25,99	18,57	25,86	22,81	27,48	27,49	14,23
Corporativas (\$/boe)	24,82	23,62	22,36	22,88	21,27	21,31	21,02	20,33

(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	2023	2022	2021
Financieros			
Ingresos totales de gas natural y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte ⁽¹⁾	304.854	274.228	249.187
Ganancia neta y ganancia total	86.237	147.270	15.177
Por acción – básica (USD)	2,53	4,31	0,43
Por acción – diluida (USD)	2,53	4,31	0,43
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	146.287	94.640	153.847
Por acción – básicos (USD) ⁽¹⁾	4,29	2,77	4,32
Por acción – diluidos (USD) ⁽¹⁾	4,29	2,77	4,32
Flujos de efectivo provenientes de las operaciones	95.339	185.429	123.814
EBITDAX ajustado ⁽¹⁾	236.829	212.850	194.390
Efectivo y equivalentes a efectivo	39.425	58.518	138.523
Activos totales	1.233.428	1.014.848	843.760
Deuda total	713.435	550.752	557.709
Gastos de capital en efectivo netos ⁽¹⁾	215.184	166.288	99.940
Operacionales			
Producción de gas natural y petróleo crudo, antes de regalías			
Gas natural (Mcfpd)	181.277	184.584	182.829
Petróleo de Colombia (bopd)	563	522	289
Total (boepd)	32.366	32.905	32.364
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías			
Gas natural (Mcfpd)	178.293	182.367	181.434
Petróleo de Colombia (bopd)	553	519	294
Total (boepd)	31.833	32.513	32.124
Ganancias operacionales netas (USD/boe) ⁽¹⁾			
Gas natural (USD/Mcf)	4,11	3,68	3,40
Petróleo de Colombia (USD/bbl)	20,77	23,69	28,39
Corporativas (USD/boe)	23,39	20,99	19,48

(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 cambios 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. A 31 diciembre de 2023 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, incluidos 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 de la Corporación está sujeta 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 2023 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 USD 21 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 2023, 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 2023. 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, o han hecho que se diseñen bajo la supervisión del CEO y el CFO, C&PR y han evaluado la efectividad del diseño y la operación de los C&PR de la Corporación al 31 de diciembre de 2023. Con base en esta evaluación, se concluyó que el diseño y la operación de los C&PR de la Corporación son efectivos al 31 de diciembre de 2023.

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 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 son efectivos al 31 de diciembre de 2023.

Durante los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2023, 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 debido a simples errores o equivocaciones. El diseño de todo sistema de controles también se basa en parte en ciertos supuestos sobre la probabilidad de eventos futuros, y no puede haber seguridad de que un diseño será exitoso en lograr sus objetivos fijados bajo todas las condiciones potenciales futuras. Así, debido a las limitaciones inherentes en un sistema de control efectivo desde el punto de vista de costos, las declaraciones incorrectas debidas a error o fraude pueden ocurrir y no ser detectadas. También, las proyecciones de cualquier evaluación de efectividad para períodos futuros están sujetas al riesgo de que los controles se vuelvan inadecuados debido a cambios en las condiciones, o a que el grado de cumplimiento de las políticas o los procedimientos se deteriore.