



CANACOL ENERGY LTD.

**INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
TRES Y NUEVE MESES TERMINADOS EN SEPTIEMBRE 30 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 en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Ingresos totales, netos de regalías y gasto de transporte	76,618	70,133	9%	225,136	206,272	9%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	48,950	38,715	26%	115,329	111,617	3%
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾⁽²⁾	1.44	1.13	27%	3.38	3.25	4%
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾⁽²⁾	1.44	1.13	27%	3.38	3.25	4%
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	(524)	(4,463)	n/a	56,340	13,550	316%
Por acción – básica (\$) ⁽²⁾	(0.02)	(0.13)	n/a	1.65	0.39	323%
Por acción – diluida (\$) ⁽²⁾	(0.02)	(0.13)	n/a	1.65	0.39	323%
Flujo de caja aportado (usado) por actividades operativas	66,212	61,994	7%	72,768	135,395	(46%)
Por acción – básico (\$) ⁽¹⁾⁽²⁾	1.94	1.82	7%	2.13	3.94	(46%)
Por acción – diluido (\$) ⁽¹⁾⁽²⁾	1.94	1.82	7%	2.13	3.94	(46%)
EBITDAX ajustado ⁽¹⁾	62.103	56,015	11%	183.685	160,847	14%
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico ⁽²⁾	34,111	34,118	—%	34,111	34,330	(1%)
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido ⁽²⁾	34,111	34,118	—%	34,111	34,330	(1%)
Gastos de capital en efectivo, netos ⁽¹⁾	43.830	45,742	(4%)	142.938	115,906	23%
				Septiembre 30 de 2023	Diciembre 31 de 2022	Variación
Efectivo y equivalentes a efectivo				48.342	58,518	(17%)
Déficit de capital de trabajo				(4.431)	(22,603)	(80%)
Deuda total				658.560	550,752	20%
Activos totales				1.132.709	1,014,848	12%
Acciones ordinarias, final del período (000) ⁽²⁾				34.111	34,111	—%
Operativos	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Producción ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (Mcfpd)	181.028	186,695	(3%)	185.708	186,808	(1%)
Petróleo de Colombia (bopd)	531	544	(2%)	541	515	5%
Total (boepd)	32.290	33,298	(3%)	33.121	33,288	(1%)
Ventas contractuales realizadas ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (Mcfpd)	178.188	184,163	(3%)	182.827	184,655	(1%)
Petróleo de Colombia (bopd)	511	558	(8%)	540	512	5%
Total (boepd)	31.772	32,867	(3%)	32.615	32,908	(1%)
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	4.14	3.73	11%	4.03	3.66	10%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	25.99	27.48	(5%)	23.55	23.98	(2%)
Corporativo (\$/boe)	23.62	21.31	11%	22.95	20.89	10%

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

(2) Reexpresado para reflejar la consolidación de acciones de 5:1 en enero 17 de 2023. Ver la sección "Consolidación de Acciones" en este MD&A.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN

Canacol Energy Ltd. y sus subsidiarias (“Canacol” o la “Compañía”) están dedicadas principalmente a actividades de exploración y producción de gas natural en Colombia. La oficina principal de la Compañía está situada en 2000, 215 – 9th Avenue SW, Calgary, Alberta, T2P 1K3, Canadá. Las acciones de la Compañía se negocian en la Bolsa de Valores de Toronto (la “TSX”) bajo el símbolo CNE, la OTCQX en Estados Unidos de América bajo el símbolo CNNEF, la Bolsa de Valores de Colombia bajo el símbolo CNEC y la Bolsa Mexicana de Valores bajo el símbolo CNEN.

Advertencia

El siguiente informe de discusión y análisis de la administración (“MD&A”) tiene fecha noviembre 8 de 2023 y es la explicación de la Compañía sobre su desempeño financiero para el período cubierto por los estados financieros junto con un análisis de la situación financiera de la Compañía. Los comentarios se refieren a, y deben ser leídos en conjunto con, los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados de la Compañía para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2023 (los “estados financieros”), y los estados financieros consolidados auditados y el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2022. Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con el Estándar Contable Internacional 34, Informes Financieros Intermedios, y todos los montos contenidos aquí son expresados en dólares de Estados Unidos (“USD”), salvo que se indique otra cosa, y todos los montos en tablas son expresados en miles de USD, salvo los montos por acción o salvo que se indique otra cosa. Se puede encontrar información adicional de la Compañía, incluido el Formulario de Información Anual, en SEDAR en www.sedar.com.

Planteamientos de proyecciones a futuro – *Cierta información incluida en este documento contiene planteamientos de proyecciones a futuro. Todas las declaraciones distintas a hechos históricos contenidas aquí son planteamientos de proyecciones a futuro, incluidos, sin limitación, los planteamientos relacionados con la situación financiera, la estrategia del negocio y las tasas de producción a futuro, así como los planes y objetivos de la Compañía o en los cuales ella está involucrada. Por su naturaleza, los planteamientos de proyecciones a futuro están sujetos a numerosos riesgos e incertidumbres, algunos de los cuales están por fuera del control de la Compañía, como el impacto de las condiciones económicas generales, las condiciones de la industria, la regulación del gobierno, la volatilidad de los precios de productos básicos, las fluctuaciones de las monedas, la imprecisión de los estimados de reservas, los riesgos ambientales, la competencia de otros participantes en la industria, la falta de disponibilidad de personal calificado o de equipo administrativo, la volatilidad del mercado accionario y la habilidad para acceder a capital suficiente proveniente de fuentes internas y externas. Particularmente en relación con los comentarios de proyecciones a futuro en este MD&A, a los lectores se les advierte que no hay seguridad sobre que la Compañía terminará a tiempo sus principales proyectos planeados, o que resultará producción de gas natural y petróleo de tales proyectos principales, o que se obtendrán contratos adicionales de ventas de gas natural, o que las regalías calculadas con base en hidrocarburos continuarán siendo consistentes, o que las regalías continuarán siendo aplicadas sobre la base de una escala móvil en la medida en que la producción aumente en cualquier bloque, o que el fenómeno de El Niño creará una demanda superior a la normal de ventas de gas natural, o que no habrá penalizaciones por la terminación del contrato de ventas de gas de Medellín. Los resultados, el desempeño o los logros reales de la Compañía pueden diferir sustancialmente de aquellos expresados en estos planteamientos de proyecciones a futuro, o derivados de ellos y, por consiguiente, no puede asegurarse que alguno de los eventos esperados en tales planteamientos de proyecciones a futuro ocurrirá, ni, si alguno de ellos llega a ocurrir, qué beneficios reportará a la Compañía.*

Además de la información histórica, este MD&A contiene planteamientos de proyecciones a futuro que son generalmente identificables como cualquier planteamiento que exprese o que involucre discusiones en relación con expectativas, creencias, planes, objetivos, supuestos o eventos de desempeño futuro (con frecuencia, aunque no siempre, mediante el uso de palabras o frases tales como “probablemente tendrá como resultado”, “esperado”, “se anticipa”, “cree”, “estimado”, “pretende”, “planea”, “proyección” y “perspectiva”). Estos planteamientos no son hechos históricos. Pueden ser proyecciones a futuro y contener estimados, supuestos e incertidumbres que pueden hacer

que los resultados o consecuencias reales difieran sustancialmente de los expresados en tales planteamientos. Los resultados reales logrados durante el período proyectado variarán con respecto a la información suministrada aquí como resultado de numerosos riesgos e incertidumbres conocidos y desconocidos y otros factores. Tales factores incluyen, sin que se limiten a ellos, las condiciones generales económicas, de mercado y del negocio; las fluctuaciones en los precios de gas natural, GNL y petróleo; los resultados de las actividades de perforación de exploración y desarrollo y las actividades relacionadas; las fluctuaciones de las tasas de cambio de monedas extranjeras; la incertidumbre de los estimados de reservas; los cambios en regulaciones ambientales y otras normas; y los riesgos asociados con las operaciones de gas natural y petróleo, varios de los cuales están más allá del control de la Compañía y están sujetos a un mayor grado de incertidumbre debido al COVID-19. Por consiguiente, no hay declaración de la Compañía en el sentido de que los resultados reales obtenidos en el período proyectado serán, en todo o en parte, los mismos que fueron previstos. Salvo en la medida exigida por la ley, la Compañía no asume obligación de actualizar públicamente ni de revisar los planteamientos con proyecciones a futuro hechos en este MD&A o en otra parte, sea como resultado de nueva información, eventos futuros o de otra forma. A todos los planteamientos posteriores con proyecciones a futuro, sean orales o escritos, atribuibles a la Compañía o a personas que actúen a nombre de la Compañía, les son aplicables en su integridad estas declaraciones de advertencia.

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

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

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

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

	Tres meses terminados en septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2023	2022	2023	2022
Flujos de caja aportados (usados) por actividades operativas	\$ 66,212	\$ 61,994	\$ 72,768	\$ 135,395
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	(17,262)	(23,279)	42,344	(23,778)
Liquidación de obligaciones de desmantelamiento	—	—	217	—
Fondos ajustados provenientes de las operaciones	\$ 48,950	\$ 38,715	\$ 115,329	\$ 111,617

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

	2022		2023		
	Trimestre 4	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Período total
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	\$ 133,722	\$ 16,874	\$ 39,990	\$ (524)	\$ 190,062
(+) Gasto de interés	8,632	9,671	12,182	12,001	42,486
(+) Gasto de impuesto de renta	(135,523)	8,869	(14,500)	(5,596)	(146,750)
(+) Agotamiento y depreciación	16,226	18,971	19,249	17,619	72,065
(+) Gasto de exploración	22,333	—	—	—	22,333
(+) Deterioro de activos de larga vida	—	—	—	32,604	32,604
(+) Costos previos a la licencia	453	408	198	270	1,329
(+) Pérdida (ganancia) en diferencia en cambio no realizada	2,660	1,745	245	1,354	6,004
(+/-) Otros ítems distintos a efectivo o no recurrentes	3,500	4,390	3,290	4,375	15,555
EBITDAX ajustado	\$ 52,003	\$ 60,928	\$ 60,654	\$ 62,103	\$ 235,688

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

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

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

Aspectos Financieros y Operativos Destacados para los Tres Meses Terminados en Septiembre 30 de 2023

- El EBITDAX ajustado aumentó un 11% a \$62.1 millones para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2023, en comparación con \$56.0 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 GNL de la Compañía aumentó un 11% a \$4.14 por Mcf para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2023, en comparación con \$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 gastos de transporte, compensado por un aumento de los gastos operativos y las regalías.
- Los ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte, para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2023, aumentaron un 9% a \$76.6 millones, en comparación con \$70.1 millones para el mismo período en 2022, principalmente por un mayor precio promedio de venta del gas natural, neto de gastos de transporte de \$5.40 por Mcf para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2023 en comparación con \$4.76 por Mcf para el mismo período en 2022.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones aumentaron un 26% a \$49.0 millones para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2023, en comparación con \$38.7 millones para el mismo período en 2022,

principalmente por un aumento en el EBITDAX combinado con una disminución en el gasto de impuesto corriente.

- El volumen de ventas contractuales realizadas de gas natural y gas natural licuado (“GNL”) disminuyó un 3% a 178.2 MMcfpd para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2023, en comparación con 184.2 MMcfpd para el mismo período en 2022. La disminución se debe a la reducción temporal inusual e inesperada de la capacidad de producción de la Compañía (ver la sección “Resultados de las Operaciones”).
- La Compañía tuvo una pérdida neta de \$0.5 millones para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2023, en comparación con una pérdida neta \$4.5 millones para el mismo período en 2022. La pérdida neta para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2023 fue impulsada por el deterioro de activos no recurrentes y diferentes a efectivo relacionado con el Proyecto de Medellín (ver la sección “Resultados de las Operaciones”).
- Los gastos de capital en efectivo netos para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2023 fueron de \$43.8 millones.
- A septiembre 30 de 2023, la Compañía tenía \$48.3 millones en efectivo y equivalentes a efectivo y \$4.4 millones en superávit de capital de trabajo.

Consolidación de Acciones

En diciembre 19 de 2022, los accionistas de la Compañía aprobaron la consolidación de las acciones ordinarias de la Compañía (“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 redujeron a 34,111,458 Acciones Ordinarias (sin tener en cuenta el tratamiento de las fracciones de acciones resultantes). El porcentaje de participación de cada accionista en la Compañía y el poder de voto proporcional permanecen sin cambios después de la Consolidación de Acciones. La totalidad de las unidades de acciones comparativas y los montos por acción en este MD&A se han reexpresado para reflejar la Consolidación de Acciones.

Resultados de las Operaciones

Para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2023, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de los bloques Esperanza, VIM-5 y VIM-21 ubicados en la cuenca del Valle del Bajo Magdalena en Colombia. La producción de la Compañía también incluyó petróleo crudo de su bloque Rancho Hermoso en Colombia (“Petróleo de Colombia”). La producción de GNL de la Compañía fue menor al uno por ciento de la producción total de gas natural y GNL y por lo tanto los resultados han sido combinados como “Gas natural y GNL”. Además de sus bloques productivos, la Compañía tiene intereses en varios contratos de exploración de gas natural en Colombia.

Comenzando en la segunda semana de agosto de 2023, la Compañía experimentó restricciones temporales inusuales e inesperadas de capacidad de producción en algunos de sus campos de gas como resultado de problemas en la planta de tratamiento de gas de Jobo, así como en algunos de sus pozos productores. Como consecuencia de lo anterior, la Compañía ha tenido que restringir las entregas de gas en el marco de ciertos contratos de suministro dedicados a abastecer demanda de gas no esencial, todo ello de conformidad con la normativa colombiana aplicable y en consulta con las autoridades competentes. La Compañía ha estado trabajando para remediar esta interrupción a corto plazo y espera que la producción vuelva a los niveles normales antes de finales de 2023. La Compañía prevé que podrá recuperar los volúmenes de ventas perdidos a finales del año y cumplir con sus objetivos medios de producción y financieros y, por tanto, no espera que esta situación tenga un impacto significativo en sus operaciones y resultados.

En agosto de 2023, la Compañía inició la perforación del pozo de exploración Cereza-1 situado en su bloque VIM-21. El pozo de exploración Cereza-1 alcanzó una profundidad total de 7,650 pies de profundidad medida ("ft md") y

encontró cantidades no comerciales de gas dentro del depósito de arenisca Ciénaga de Oro ("CDO"). El pozo fue tapado y abandonado.

En septiembre de 2023, la Compañía completó la perforación del pozo de evaluación Fresa-2 cuyo objetivo es el depósito superior de arenisca de CDO el cual es productivo en el pozo de exploración de compensación Fresa-1 perforado en 2021. El pozo de evaluación Fresa-2 encontró 10 pies de TVD [sigla en inglés de verdadera profundidad vertical] de zona productiva neta de gas dentro del objetivo superior de CDO. La Compañía está programando completar y conectar el pozo Fresa-2 en noviembre de 2023.

Durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2023, la Compañía completó la perforación de los pozos de desarrollo Aguas Vivas-4 y Clarinete-8. Los pozos fueron conectados y están en producción permanente.

La Compañía actualmente está perforando los pozos de desarrollo Clarinete-9, Pandereta-9 y Nelson-15, y planea conectar estos pozos y ponerlos en producción una vez sean completados.

En octubre 19 de 2023, la Compañía anunció que el contrato de ventas de gas en firme a largo plazo con Empresas Públicas de Medellín E.S.P. ("EPM"), previamente programado para comenzar entregas en diciembre 1 de 2024 (el "Proyecto de Medellín"), ha sido terminado por Canacol. Al momento de la terminación, el Proyecto de Medellín todavía estaba en el proceso de obtención de la licencia ambiental requerida para la construcción del gasoducto con el fin de entregar el gas contratado desde la planta de procesamiento de gas de Jobo de la Compañía 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 de Medellín o del contrato de venta de gas de 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 Compañía a reconsiderar 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 en el mercado de gas colombiano y c) la decisión de la Compañía de invertir sus programas de exploración de gas natural en la Cuenca del Magdalena Medio y en Bolivia, la Compañía considera prudente cancelar el Proyecto de Medellín. Como resultado de la terminación del Proyecto de Medellín, los costos acumulados asociados al mismo, por un total de \$32.6 millones, se contabilizaron como deterioro en los estados financieros al 30 de septiembre de 2023.

El 19 de octubre de 2023, la Compañía 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 Compañía 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 \$27 millones de inversión. El gas de estos contratos puede comercializarse rápidamente si tienen 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 en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Gas Natural y GNL (Mcfpd)						
Producción de gas natural y GNL	181,028	186,695	(3%)	185,708	186,808	(1%)
Consumo de campo	(2,856)	(2,807)	2%	(2,947)	(2,476)	19%
Ventas de gas natural y GNL	178,172	183,888	(3%)	182,761	184,332	(1%)
Volúmenes en firme (2)	16	275	(94%)	66	323	(80%)
Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL	178,188	184,163	(3%)	182,827	184,655	(1%)
Petróleo de Colombia (bopd)						
Producción de petróleo crudo	531	544	(2%)	541	515	5%
Movimientos de inventario y otros	(20)	14	(243%)	(1)	(3)	(67%)
Ventas de petróleo de Colombia	511	558	(8%)	540	512	5%
Corporativas (boepd)						
Producción de gas natural y GNL	31,759	32,754	(3%)	32,580	32,773	(1%)
Producción de petróleo de Colombia	531	544	(2%)	541	515	5%
Producción total	32,290	33,298	(3%)	33,121	33,288	(1%)
Consumo de campo e inventario	(521)	(479)	9%	(518)	(437)	19%
Ventas corporativas totales	31,769	32,819	(3%)	32,603	32,851	(1%)
Volúmenes en firme (2)	3	48	(94%)	12	57	(79%)
Ventas contractuales realizadas totales	31,772	32,867	(3%)	32,615	32,908	(1%)

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

- 1) *Ventas de gas natural y GNL*: Representan la producción de gas natural y GNL menos una cantidad normalmente pequeña de volumen de gas que es consumida a nivel de campo.
- 2) *Ingreso en firme*: Representa la porción de nominaciones de ventas de gas natural y GNL por parte de compradores de la Compañía que no se entregan debido a la incapacidad del comprador de aceptar tal gas natural, y para las cuales los compradores no tienen recurso o derecho legal de entrega en una fecha posterior. En esa medida, se registran como ingreso en el período; y
- 3) *Nominaciones de gas natural y GNL no entregadas*: Representan la porción de nominaciones de ventas de gas natural y GNL no entregadas para las cuales los compradores tienen derecho legal de que se les haga entrega en una fecha posterior, por un período fijo de tiempo (“derechos de compensación”). Estas nominaciones son pagadas en el momento, junto con las ventas de gas natural y GNL y el ingreso en firme, y en esa medida se incluyen en ingreso diferido del período. La Compañía reconoce los ingresos asociados con tales derechos de compensación (“liquidaciones”) en la fecha más pronta entre: a) la entrega del volumen de compensación; b) la expiración del derecho de compensación; y c) la determinación de que es remota la probabilidad de uso del derecho de compensación por el comprador.

Las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2023 promediaron 178.2 y 182.8 MMcfpd, respectivamente. Las ventas contractuales realizadas se definen como gas natural y GNL producidos y vendidos más el ingreso recibido por contratos en firme nominados sin entrega real de gas natural o GNL y la expiración de los derechos de los clientes de tomar las entregas.

La disminución de 3% y 1% en las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2023, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2022, se debe a las restricciones temporales inusuales e inesperadas en la capacidad de producción de la Compañía, como se explica en la sección “Resultados de las Operaciones”.

Ingresos, Netos de Regalías y Gastos de Transporte

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Gas Natural y GNL						
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 90,882	\$ 89,464	2%	\$ 268,036	\$ 263,731	2%
Gastos de transporte	(2,418)	(8,983)	(73%)	(7,767)	(26,332)	(71%)
Ingresos, netos de gastos de transporte	88,464	80,481	10%	260,269	237,399	10%
Regalías	(14,803)	(12,769)	16%	(43,560)	(37,531)	16%
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 73,661	\$ 67,712	9%	\$ 216,709	\$ 199,868	8%
Petróleo de Colombia						
Ingresos de petróleo crudo	\$ 2,520	\$ 2,479	2%	\$ 6,656	\$ 6,506	2%
Gastos de transporte	(52)	(44)	(18%)	(94)	(142)	(34%)
Ingresos, netos de gastos de transporte	2,468	2,435	1%	6,562	6,364	3%
Regalías	(162)	(157)	3%	(402)	(400)	1%
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 2,306	\$ 2,278	1%	\$ 6,160	\$ 5,964	3%
Corporativos						
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 90,882	\$ 89,464	2%	\$ 268,036	\$ 263,731	2%
Ingresos de petróleo crudo	2,520	2,479	2%	6,656	6,506	2%
Ingresos totales	93,402	91,943	2%	274,692	270,237	2%
Regalías	(14,965)	(12,926)	16%	(43,962)	(37,931)	16%
Ingresos de producción de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías	78,437	79,017	(1%)	230,730	232,306	(1%)
Ingreso en espera por generación de energía	655	—	n/a	2,168	—	n/a
Ingreso de gas natural en firme	(4)	143	n/a	99	440	(78%)
Ingresos totales, netos de regalías, según lo reportado	79,088	79,160	—%	232,997	232,746	—%
Gastos de transporte	(2,470)	(9,027)	(73%)	(7,861)	(26,474)	(70%)
Ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 76,618	\$ 70,133	9%	\$ 225,136	\$ 206,272	9%

Ventas de Gas Natural y GNL e Ingreso en Espera por Generación de Energía

Los ingresos de gas natural y GNL, netos de gastos de transporte, para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2023, aumentaron ambos un 10% a \$88.5 millones y \$260.3 millones, respectivamente, en comparación con \$80.5 millones y \$237.4 millones para los mismos períodos en 2022, debido a un aumento del precio de venta promedio, neto de gastos de transporte.

Para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2023, la Compañía obtuvo ingresos en espera por generación de energía de \$0.7 millones y \$2.2 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 en espera por generación de energía se obtienen diariamente, independientemente de si el gas natural se entrega realmente.

A septiembre 30 de 2023, la Compañía tenía ingresos diferidos de \$10.3 millones, relacionados con nominaciones de ventas de gas natural y GNL no entregadas que se pagaron o se registraron en cuentas por cobrar, para las cuales los compradores tienen el derecho legal de recibir la entrega en una fecha posterior, momento en el cual se reconocerán como ingreso. Si los compradores no aceptan la entrega dentro del período asignado, la Compañía reconocerá las nominaciones correspondientes como ingreso en firme según lo explicado en la página 7 de este MD&A.

Gastos de Transporte de Gas Natural

La Compañía vende su gas natural en la puerta de su planta de gas de Jobo (de modo que el comprador asume los gastos de transporte y, en esa medida, Canacol no reconoce un gasto de transporte), o bien entrega su gas natural en las sedes de los compradores (de modo que Canacol paga y reconoce los gastos de transporte directamente). En el último caso, los gastos de transporte de la Compañía con respecto a tales contratos son compensados con precios de venta brutos más altos, lo cual resulta en precios promedios de venta realizados (netos de transporte) consistentes con el precio realizado de la Compañía en que el comprador incurre en el gasto de transporte. La mezcla de estos dos tipos de opciones de entrega varía de un contrato a otro y de un trimestre a otro, por lo cual la Compañía se refiere a un precio de venta realizado neto promedio, que en cualquier caso es neto de cualquier costo de transporte, independientemente de cuál parte incurre en el gasto del transporte.

Los gastos de transporte de gas natural disminuyeron un 73% y un 71% para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2023, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2022, debido a la disminución en las ventas de gas natural sujetas a gastos de transporte, según lo descrito anteriormente.

Regalías de Gas Natural

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Gas Natural						
Regalías de Esperanza	\$ 841	\$ 1,220	(31%)	\$ 3,020	\$ 3,408	(11%)
Regalías de VIM-5	11,225	9,181	22%	33,885	26,981	26%
Regalías de VIM-21	2,737	2,368	16%	6,655	7,142	(7%)
Gasto de Regalías	\$ 14,803	\$ 12,769	16%	\$ 43,560	\$ 37,531	16%
Tasas de Regalías de Gas Natural						
Esperanza	8.6%	8.4%	2%	8.8%	8.5%	4%
VIM-5	22.6%	22.0%	3%	21.8%	22.2%	(2%)
VIM-21	9.8%	10.1%	(3%)	9.8%	9.8%	—%
Tasa de Regalías de Gas Natural	16.7%	15.9%	5%	16.7%	15.8%	6%

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

La tasa de regalía de gas natural aumentó a 16.7% tanto en los tres como en los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2023, en comparación con 15.9% y 15.8% para los mismos períodos en 2022, respectivamente, principalmente por una mayor producción en el bloque VIM-5, la cual está sujeta a una tasa de regalía más alta.

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

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Precios Promedios de Referencia						
Henry Hub (\$/MMbtu)	\$ 2.70	\$ 7.91	(66%)	\$ 2.53	\$ 6.65	(62%)
Alberta Energy Company ("AECO") (\$/MMBtu)	\$ 1.84	\$ 3.83	(52%)	\$ 1.78	\$ 4.31	(59%)
Brent (\$/bbl)	\$ 92.59	\$ 97.81	(5%)	\$ 82.26	\$ 102.33	(20%)
Precios Promedios de Venta, Netos de Transporte						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 5.40	\$ 4.76	13%	\$ 5.22	\$ 4.72	11%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 52.50	\$ 47.43	11%	\$ 44.51	\$ 45.53	(2%)
Promedio corporativo (\$/boe)	\$ 31.11	\$ 27.46	13%	\$ 29.98	\$ 27.18	10%

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

Los precios promedios de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, aumentaron un 13% y un 11% a \$5.40 por Mcf y \$5.22 para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2023, respectivamente, en comparación con \$4.76 por Mcf y \$4.72 por Mcf para los mismos períodos en 2022, principalmente debido a contratos interrumpibles a mayor precio. El aumento del precio promedio de venta de los contratos interrumpibles se debe al aumento de la demanda de gas natural como consecuencia del fenómeno de El Niño.

Gastos Operativos

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Gas natural y GNL	\$ 5,837	\$ 4,777	22%	\$ 15,935	\$ 15,838	1%
Petróleo de Colombia	1,084	867	25%	2,688	2,612	3%
Gastos operativos totales	\$ 6,921	\$ 5,644	23%	\$ 18,623	\$ 18,450	1%
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 0.36	\$ 0.28	29%	\$ 0.32	\$ 0.31	3%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 23.06	\$ 16.89	37%	\$ 18.23	\$ 18.69	(2%)
Corporativos (\$/boe)	\$ 2.37	\$ 1.87	27%	\$ 2.09	\$ 2.06	1%

Los gastos operativos de gas natural y GNL por Mcf aumentaron un 29% a \$0.36 por Mcf para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2023, en comparación con \$0.28 por Mcf para el mismo período en 2022, principalmente debido a un mayor nivel de actividades de mantenimiento desarrolladas durante el trimestre en 2023 en comparación con 2022, y la inflación. Los gastos operativos de gas natural y GNL por Mcf aumentaron un 3% a \$0.32 por Mcf para los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2023, en comparación con \$0.31 por Mcf para el mismo período en 2022, principalmente debido a la inflación, compensada con menos actividades de mantenimiento en general durante el período de nueve meses en 2023 en comparación con 2022.

Los gastos operativos del petróleo de Colombia aumentaron un 25% para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2023, en comparación con el mismo período en 2022, principalmente debido a un mayor nivel de actividades

de mantenimiento desarrolladas durante el trimestre en 2023 en comparación con 2022, y la inflación. Los gastos operativos del petróleo de Colombia aumentaron un 3% para los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2023, en comparación con el mismo período en 2022, principalmente debido a la inflación, compensada con menos actividades de mantenimiento en general durante el período de nueve meses en 2023 en comparación con 2022.

Ganancias Operacionales Netas

\$/Mcf	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Gas Natural y GNL						
Ingreso, neto de gastos de transporte ⁽¹⁾	\$ 5.40	\$ 4.76	13%	\$ 5.22	\$ 4.72	11%
Regalías	(0.90)	(0.75)	20%	(0.87)	(0.75)	16%
Gastos operativos ⁽²⁾	(0.36)	(0.28)	29%	(0.32)	(0.31)	3%
Ganancia operacional neta	\$ 4.14	\$ 3.73	11%	\$ 4.03	\$ 3.66	10%

\$/bbl	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Petróleo de Colombia						
Ingreso, neto de gastos de transporte ⁽¹⁾	\$ 52.50	\$ 47.43	11%	\$ 44.51	\$ 45.53	(2%)
Regalías	(3.45)	(3.06)	13%	(2.73)	(2.86)	(5%)
Gastos operativos ⁽²⁾	(23.06)	(16.89)	37%	(18.23)	(18.69)	(2%)
Ganancia operacional neta	\$ 25.99	\$ 27.48	(5%)	\$ 23.55	\$ 23.98	(2%)

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

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

\$/boe	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Corporativas						
Ingreso, neto de gastos de transporte	\$ 31.11	\$ 27.46	13%	\$ 29.98	\$ 27.18	10%
Regalías	(5.12)	(4.28)	20%	(4.94)	(4.23)	17%
Gastos operativos	(2.37)	(1.87)	27%	(2.09)	(2.06)	1%
Ganancia operacional neta	\$ 23.62	\$ 21.31	11%	\$ 22.95	\$ 20.89	10%

Gastos Generales y Administrativos

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Costos brutos	\$ 11,006	\$ 9,138	20%	\$ 30,948	\$ 26,361	17%
Menos: montos capitalizados	(2,588)	(1,897)	36%	(7,192)	(5,933)	21%
Gastos generales y administrativos	\$ 8,418	\$ 7,241	16%	\$ 23,756	\$ 20,428	16%
\$/boe	\$ 2.88	\$ 2.40	20%	\$ 2.67	\$ 2.28	17%

Los costos brutos generales y administrativos ("G&A") aumentaron un 20% y un 17% durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2023, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2022, principalmente debido a costos relacionados con reestructuración corporativa de Canacol, indemnización por despido, e inflación.

Gasto de Financiación Neto

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Gasto de financiación neto pagado	\$ 11,370	\$ 8,017	42%	\$ 31,641	\$ 24,535	29%
Gastos (ingresos) de financiación netos distintos a efectivo	2,658	2,347	13%	9,447	6,420	47%
Gasto de financiación neto	\$ 14,028	\$ 10,364	35%	\$ 41,088	\$ 30,955	33%

El gasto de financiación neto aumentó un 35% y un 33% durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2023, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2022, principalmente como resultado de un aumento de la deuda total de \$105 millones y, en menor medida, un aumento de las tasas de interés de referencia.

Gasto por Remuneración Basada en Acciones

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Gasto de unidades liquidadas en acciones	\$ —	\$ 47	n/a	\$ 14	\$ 170	(92%)
Gasto de unidades liquidadas en efectivo	1,282	411	212%	4,553	2,966	54%
Remuneración basada en acciones	\$ 1,282	\$ 458	180%	\$ 4,567	\$ 3,136	46%

El gasto de unidades liquidadas en efectivo es una amortización distinta a efectivo de 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]), que se espera que sean liquidadas en efectivo, amortizadas a lo largo de sus respectivos plazos de adquisición y revaloradas en cada período con base en el precio de la acción de la Compañía. El gasto de unidades liquidadas en efectivo aumentó un 212% y un 54% para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2023, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2022, debido a nuevos otorgamientos.

Gasto por Agotamiento y Depreciación

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2023	2022	Variación	2023	2022	Variación
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 17,619	\$ 17,388	1%	\$ 55,839	\$ 52,340	7%
\$/boe	\$ 6.03	\$ 5.76	5%	\$ 6.27	\$ 5.84	7%

El gasto por agotamiento y depreciación aumentó un 1% y un 7% en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2023, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2022, debido principalmente a mayores gastos de capital de desarrollo.

Gasto de Impuesto de Renta

	Tres meses terminados en septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2023	2022	2023	2022
Gasto de impuesto de renta corriente	\$ 10,063	\$ 14,835	\$ 60,731	\$ 43,391
Gasto (recuperación) de impuesto de renta diferido	(15,659)	11,135	(71,958)	10,938
Gasto (recuperación) de impuesto de renta	\$ (5,596)	\$ 25,970	\$ (11,227)	\$ 54,329

El ingreso de la Compañía antes de impuestos estuvo sujeto a la tasa legal del impuesto sobre la renta en Colombia del 35% para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2023. Además, el ingreso gravable generado por el negocio relacionado con el petróleo crudo estuvo sujeto a una sobretasa adicional del 15%. Asimismo, como resultado de la reforma tributaria en Colombia, para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2023, el gasto de regalía base (6.4% del ingreso de gas natural, neto de transporte, y 8% del ingreso de petróleo crudo, neto de transporte), no fue deducible para efectos del impuesto de renta.

La disminución del gasto del impuesto de renta corriente para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2023, en comparación con el mismo período en 2022, a pesar de un aumento del 11% en el EBITDA, se debe principalmente a la progresión en el proceso de reestructuración corporativa de la Compañía, que comenzó en el cuarto trimestre de 2022, mediante el cual la Compañía ha transferido sus activos de Esperanza y VIM-21 de una subsidiaria totalmente de su propiedad a otra en un esfuerzo por alinear mejor las necesidades operativas del negocio y crear una estructura organizacional más eficiente y rentable ("Reestructuración Corporativa"). La disminución está compensada principalmente por el gasto de regalía base que pasó a ser no deducible para efectos tributarios y la sobretasa del 15% sobre el ingreso gravable generado por el negocio de petróleo crudo de la Compañía, según lo explicado anteriormente.

El aumento del gasto del impuesto de renta corriente para los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2023, en comparación con el mismo período en 2022, se debe principalmente a: a) gasto adicional de impuesto de renta corriente generado por el aumento del EBITDA, b) costo de impuesto anticipado del último período relacionado con la Reestructuración Corporativa de la Compañía, c) gasto de regalía base no deducible para efectos tributarios y la sobretasa del 15% sobre el ingreso gravable generado por el negocio de petróleo crudo de la Compañía, según lo explicado anteriormente.

Los grupos de impuestos de la Compañía están denominados en COP, y se revaloran a cada fecha de reporte usando la tasa de cambio de COP a USD de fin del período. La Compañía realizó una recuperación de impuesto de renta diferido de \$15.7 millones y \$72 millones para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2023, respectivamente, principalmente como resultado del fortalecimiento del COP frente al USD, que aumentó el valor de los grupos de impuestos de la Compañía a septiembre 30 de 2023.

Pagos en Efectivo de Impuestos de Renta

	Tres meses terminados en septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2023	2022	2023	2022
Impuestos de renta pagados	\$ 11,705	\$ 6,544	\$ 109,824	\$ 27,964

Durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2023, la Compañía pagó impuestos de renta de \$72.5 millones (2022 - \$4.8 millones), para el año fiscal 2022, lo que incluyó un gasto de impuesto corriente único de \$64.7 millones relacionado con la Reestructuración Corporativa de la Compañía que se produjo a diciembre 31 de

2022. Además, la Compañía también pagó cuotas relacionadas con su gasto de impuesto de renta de 2023 de \$11.7 millones y \$37.3 millones (2022 - \$6.5 millones y \$23.1 millones) durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2023, respectivamente.

Para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2023, \$3.7 millones y \$4.3 millones (2022 - \$1.2 millones y \$2.2 millones) del total de impuestos de renta pagados, respectivamente, estuvieron relacionados con el IVA pagado sobre ciertos gastos de capital elegibles que se aplicaron contra los impuestos por pagar de la Compañía.

Gastos de Capital

	Tres meses terminados en septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2023	2022	2023	2022
Tierra, sísmica, EIA y comunidades	\$ 2,559	\$ 6,057	\$ 7,425	\$ 21,560
Perforación, completamiento, prueba y acondicionamientos ⁽¹⁾	18,731	23,263	67,375	53,650
Instalaciones, equipos e infraestructuras	14,293	9,218	25,947	15,843
Ducto a Medellín	2,155	2,408	6,241	5,616
Inventario de bodega, activos corporativos y otros	3,560	2,909	29,237	13,314
G&A capitalizados	2,588	1,897	7,192	5,933
Ingresos por disposición	(56)	(10)	(479)	(10)
Gastos de capital netos en efectivo	43,830	45,742	142,938	115,906
<i>Costos y ajustes distintos a efectivo:</i>				
Activos de derecho de uso arrendados	19	—	118	1,929
Disposición	43	8	437	(3,473)
Cambio en obligaciones de desmantelamiento y otros	(2,742)	4,380	1,223	8,884
Gastos de capital netos	\$ 41,150	\$ 50,130	\$ 144,716	\$ 123,246
Gastos de capital netos contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación ⁽¹⁾	\$ 17,639	\$ 16,561	\$ 40,569	\$ 48,333
Gastos en propiedades, planta y equipo	23,524	33,571	104,191	78,396
Disposición	(13)	(2)	(44)	(3,483)
Gastos de capital netos	\$ 41,150	\$ 50,130	\$ 144,716	\$ 123,246

(1) Netos de \$5.1 millones procedentes del seguro

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

- Costos de perforación del pozo de exploración Piña-1;
- Costos de perforación y completamiento del pozo de desarrollo Piña-2;
- Costos de perforación del pozo de exploración Cereza-1;
- Costos de perforación y completamiento del pozo de desarrollo Clarinete-8;
- Costos de completamiento del pozo de evaluación Fresa-2;
- Costos de completamiento del pozo de desarrollo Chimela-1;
- 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; y
- Costos de tierra y otros costos en los bloques VIM-5, VMM-47, VIM-21, VMM10-1, VMM-53 y VMM-45.

Desde finales de 2022 hasta principios de 2023, la Compañía perforó el pozo de exploración Natilla-1 localizado en su bloque SSJN-7 (participación en el trabajo del 50%). El pozo de exploración Natilla-1 encontró problemas mecánicos y no alcanzó el objetivo principal de CDO. Este evento fue cubierto por la póliza de seguro de la

Compañía y, durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2023, la Compañía recibió \$5.1 millones de reembolso de seguro (netos para Canacol) relacionados con los costos de perforación de Natilla-1. El pozo posteriormente fue desviado, pero en últimas fue tapado y abandonado.

Liquidez y Recursos de Capital

Administración de Capital

La política de la Compañía es mantener una fuerte base de capital con el fin de proveer flexibilidad para el desarrollo futuro del negocio y mantener la confianza de inversionistas, acreedores y el mercado. La Compañía maneja su estructura de capital y hace ajustes en respuesta a cambios en las condiciones económicas y las características de riesgo de los activos subyacentes. La Compañía considera que su estructura de capital incluye el capital accionario, la deuda de largo plazo, las obligaciones de arrendamiento y el capital de trabajo, definido como activos corrientes menos pasivos corrientes excluyendo la porción corriente de las obligaciones de largo plazo. Con el fin de mantener o ajustar la estructura de capital, de tiempo en tiempo la Compañía puede emitir o recomprar acciones ordinarias u otros valores, vender activos o ajustar sus gastos de capital para manejar niveles corrientes y proyectados de deuda.

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

Oferta de Emisor de Curso Normal

En enero 31 de 2023, la Compañía renovó su oferta de emisor de curso normal ("NCIB" [por su sigla en inglés]), según lo autorizado por la TSX para comprar hasta 1,971,950 Acciones Ordinarias en circulación, que representan aproximadamente el 10% del capital flotante de Canacol en ese momento. El número máximo de Acciones Ordinarias que Canacol puede comprar en un día determinado es 13,095 Acciones Ordinarias, que fue el 25% del volumen de negociación diario promedio de la Compañía en la TSX para los seis meses terminados en diciembre 30 de 2022. Canacol también puede hacer una recompra semanal en bloque en exceso del límite diario con sujeción a reglas prescritas. La Compañía está autorizada para realizar compras durante el período de febrero 2 de 2023 a febrero 1 de 2024 o hasta el momento anterior en que la NCIB se complete o termine a opción de la Compañía. La Compañía no compró Acciones Ordinarias durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2023.

En enero 31 de 2023, Canacol renovó su plan automático de compra de acciones ("ASPP" [por su sigla en inglés]) con su corredor designado. El ASPP está destinado a permitir la compra de Acciones Ordinarias en virtud de la NCIB en momentos en que a la Compañía normalmente no se le permita comprar Acciones Ordinarias debido a restricciones reglamentarias y períodos de bloqueo autoimpuestos habituales. De conformidad con el ASPP, el corredor designado puede comprar Acciones Ordinarias hasta la expiración de la NCIB en febrero 1 de 2024. Dichas compras son determinadas por el corredor a su sola discreción con base en los parámetros de compra establecidos por la Compañía, de acuerdo con las reglas de la TSX, las leyes de valores aplicables y los términos del ASPP. El ASPP terminará en la primera fecha en que: (i) expire la NCIB, (ii) se haya comprado el número máximo de Acciones Ordinarias en virtud del ASPP, y (iii) la Compañía termine el ASPP de acuerdo con sus términos. Fuera del ASPP, las Acciones Ordinarias pueden continuar siendo compradas en virtud de la NCIB a discreción de la administración, de conformidad con las reglas de la TSX y las leyes de valores aplicables. Todas las compras realizadas en virtud del ASPP se incluyen en el número de Acciones Ordinarias disponibles para compra en virtud de la NCIB.

Préstamo Puente

En julio 31 de 2020, la Compañía suscribió un préstamo puente a plazo preferencial no garantizado por \$75 millones ("Préstamo Puente") con un sindicato de bancos. El Préstamo Puente tenía un plazo inicial de dos años, y estaba destinado a ser usado para construir un ducto desde las operaciones de la Compañía en Jobo hasta la ciudad de Medellín, Colombia (el "Proyecto").

En agosto 28 de 2020, la Compañía retiró los \$25 millones iniciales del Préstamo Puente, netos de costos de transacción de \$3.1 millones, que se usaron para costos iniciales de ingeniería y licencias ambientales en relación con el Proyecto. Los \$50 millones restantes estaban disponibles para ser retirados en cualquier momento hasta la fecha de vencimiento y estaban destinados a ser usados para materiales de construcción para el Proyecto. El Préstamo Puente tenía una tasa de interés anual de LIBOR + 4.25%, y la Compañía podía pagar el Préstamo Puente en cualquier momento dentro del plazo sin penalización. Todo monto no retirado estaba sujeto a una tasa de compromiso del 30% del margen de interés de 4.25% durante todo el período de disponibilidad. Los intereses y los costos de financiación asociados con el Préstamo Puente se capitalizaron en PP&E.

En agosto 12 de 2021, la Compañía modificó su Préstamo Puente para ampliar tanto el plazo como el período de disponibilidad de los montos no retirados de julio 31 de 2022 a julio 31 de 2023.

En febrero 17 de 2023, la Compañía pagó los \$25 millones pendientes del Préstamo Puente con ingresos de la Nueva RCF (ver "Línea de Crédito Rotativo" más adelante) y posteriormente terminó el acuerdo de préstamo.

Deuda con Banco Colombiano

En junio 17 de 2021, la Compañía suscribió un acuerdo de préstamo de tres años de plazo con el Banco Davivienda ("Deuda con Banco Colombiano") por \$12.9 millones, denominado en COP, el cual estaba sujeto a una tasa de interés anual de IBR + 2.5% (el IBR era de 1.86% a la fecha del acuerdo). La Deuda con Banco Colombiano fue usada para pagar el pasivo de liquidación de litigio de la Compañía, el cual estaba sujeto a una tasa de interés anual de 8.74%. El capital estaba previsto para vencer en tres años a partir de la fecha del acuerdo, en junio 18 de 2024.

En febrero 17 de 2023, la Compañía pagó los \$9.9 millones pendientes de la Deuda con Banco Colombiano con recursos provenientes de la Nueva RCF (ver "Línea de Crédito Rotativo" más adelante) y posteriormente terminó el contrato de préstamo.

Títulos Preferenciales

En noviembre 24 de 2021, la Compañía completó una oferta privada de títulos preferenciales no garantizados por un monto de capital total de \$500 millones ("Títulos Preferenciales"). Los Títulos Preferenciales pagan intereses semestralmente a una tasa fija de 5.75% anual, y vencen en 2028 a menos que sean redimidos anticipadamente o sean recomprados de conformidad con sus términos. Los Títulos Preferenciales están total e incondicionalmente garantizados por algunas subsidiarias de Canacol.

Línea de Crédito Rotativo

En julio 31 de 2020, la Compañía suscribió una línea de crédito rotativo no garantizado preferencial ("RCF" [por su sigla en inglés]) de \$46 millones con un sindicato de bancos. La RCF tenía una tasa de interés anual de LIBOR + 4.75%, tenía un plazo de tres años, y la Compañía podía pagar/volver a retirar la RCF en cualquier momento dentro del plazo sin penalización. Todo monto no retirado estaba sujeto a una tasa de compromiso equivalente al 30% del margen de interés del 4.75% durante todo el período de disponibilidad. La RCF no estaba sujeta a redeterminaciones periódicas típicas.

En febrero 17 de 2023, la Compañía terminó la RCF no utilizada y suscribió una nueva línea de crédito rotativo no

garantizado preferencial de \$200 millones ("Nueva RCF") con un sindicato de bancos. La Nueva RCF tiene una tasa de interés anual de SOFR [sigla en inglés de Tasa de Financiación Garantizada a Un Día] + 4.5%, tiene un plazo de cuatro años, y la Compañía puede pagar/volver a retirar la Nueva 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 Nueva RCF no está sujeta a redeterminaciones periódicas típicas. El monto utilizado y pendiente a septiembre 30 de 2023 era de \$145 millones.

Pactos Financieros

Los Títulos Preferenciales de la Compañía y su Nueva RCF incluyen varios pactos relacionados con máximo apalancamiento, mínima cobertura de intereses, endeudamiento, operaciones, inversiones, ventas de activos, gastos de capital y otros pactos de negocios operativos estándares. Los pactos financieros de la Compañía incluyen: a) una razón máxima de deuda total consolidada, menos efectivo y equivalentes a efectivo, a EBITDAX ajustado de los últimos 12 meses ("Razón de Apalancamiento 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.

A septiembre 30 de 2023, la Compañía estaba cumpliendo con los pactos.

	Septiembre 30 de 2023	Diciembre 31 de 2022
Títulos Preferenciales - capital (5.75%)	\$ 500,000	\$ 500,000
Préstamo Puente - capital (LIBOR + 4.25%)	—	25,000
Nueva RCF (SOFR + 4.5%)	145,000	—
Deuda con Banco Colombiano - capital (IBR + 2.5%)	—	10,020
Obligación de arrendamiento	13,560	15,732
Deuda total	658,560	550,752
Déficit de capital de trabajo	4,431	22,603
Deuda neta	\$ 662,991	\$ 573,355

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

	Septiembre 30 de 2023	Diciembre 31 de 2022
Deuda total	\$ 658,560	\$ 550,752
Menos: efectivo y equivalentes a efectivo	(48,342)	(58,518)
Deuda neta para efectos del pacto	\$ 610,218	\$ 492,234
EBITDAX ajustado	\$ 235,688	\$ 212,850
Razón de Apalancamiento Consolidado	2.59	2.31

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

	Septiembre 30 de 2023	Diciembre 31 de 2022
EBITDAX ajustado	\$ 235,688	\$ 212,850
Gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo	\$ 42,486	\$ 34,058
Razón de Cobertura de Interés Consolidado	5.55	6.25

A noviembre 8 de 2023, la Compañía 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.

Obligaciones Contractuales

La siguiente tabla presenta un resumen de las necesidades de efectivo de la Compañía para atender sus pasivos financieros y obligaciones contractuales existentes a septiembre 30 de 2023:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda de largo plazo – capital	\$ —	\$ —	\$ 645,000	\$ 645,000
Obligaciones de arrendamiento - no descontadas	3,583	7,350	4,502	15,435
Cuentas por pagar, comerciales y otras	86,721	—	—	86,721
Dividendo por pagar	6,560	—	—	6,560
Impuestos por pagar	36,778	—	—	36,778
Otras obligaciones de largo plazo	—	5,735	—	5,735
Pasivo de remuneración de incentivo a largo plazo	1,800	1,469	—	3,269
Contratos de exploración y producción	23,761	14,927	16,931	55,619
Contratos de operación de estación de compresión	2,754	5,676	3,661	12,091
	\$ 161,957	\$ 35,157	\$ 670,094	\$ 867,208

Cartas de Crédito

A septiembre 30 de 2023, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$93.2 millones (\$87.9 millones a diciembre 31 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 Compañía ha celebrado una serie de contratos de exploración en Colombia, los cuales exigen que la Compañía cumpla compromisos de programas de trabajo y emita garantías financieras relacionadas con los mismos. En total, la Compañía tiene compromisos de exploración pendientes a septiembre 30 de 2023 por \$55.6 millones y ha emitido \$45.1 millones del total de \$93.2 millones en garantías financieras relacionadas con ellos.

Transacciones con Partes Relacionadas

A septiembre 30 de 2023, la Compañía tenía 41.7 millones de acciones ordinarias y 18.4 millones de derechos de compra de acciones de Arrow con valores en libras de \$5.7 millones (costo) y \$2.5 millones (valor razonable de mercado), respectivamente.

En octubre 13 de 2023, la Compañía ejerció todos los 18.4 millones de derechos de compra de acciones de Arrow para comprar 18.4 millones de acciones ordinarias de Arrow a un precio de ejercicio de C\$0.15 por acción ordinaria de Arrow. La Compañía tiene un total de 60,072,807 acciones ordinarias de Arrow con posterioridad al ejercicio de los derechos de compra, lo cual representa una participación en el capital de Arrow de aproximadamente el 22.5%.

Dos miembros del personal gerencial 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 Compañía, 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 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 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 Compañía en asuntos ASG es mejorar la calidad de vida de millones de personas a través de la exploración, la producción y el suministro de gas natural convencional en Colombia. Además, la Compañía está enfocada en generar valor para sus grupos de interés de forma sostenible, colaborativa, corresponsable, respetuosa y transparente. Con la transición al gas natural, la Compañía tiene una propuesta de

valor ambientalmente amigable que contribuye a la reducción de las emisiones de CO2 en Colombia y permite un uso más eficiente de los recursos.

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

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

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

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

PERSPECTIVA

Para lo que resta de 2023, la Compañía está enfocada en 1) completar su programa de perforación de desarrollo con los pozos Nelson-16 y Pandereta-10, los cuales apuntan a areniscas productivas del yacimiento de CDO, con lo que espera restaurar la capacidad productiva por encima de la de aproximadamente 185 MMcfpd que existe hoy en día, 2) avanzar en el programa de sísmica 3D de Macao en el bloque VIM-5, el cual está previsto para ser completado en enero de 2024, 3) contratar una torre de perforación de 3,000 caballos de fuerza con el fin de perforar el pozo de exploración Pola-1 en la cuenca del Valle del Magdalena Medio en el primer semestre de 2024, y 4) trabajar para la firma de un cuarto contrato de producción en Bolivia.

La previsión original de EBITDA de la Compañía para 2023 estaba en un rango de \$190 millones a \$263 millones. Como el EBITDA en los primeros nueve meses de 2023 ascendió a \$184 millones, y hay previsión de precios favorables para el resto del año debido a El Niño, la Compañía espera estar cerca del extremo superior de su previsión.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

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

	2023				2022			2021
	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4
Financieros								
Ingresos totales, netos de regalías y gasto de transporte	76,618	74,605	73,913	67,956	70,133	70,256	65,883	69,903
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	48,950	33,686	32,693	(16,977)	38,715	39,086	33,816	43,691
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾⁽²⁾	1.44	0.99	0.96	(0.50)	1.15	1.15	1.00	1.25
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾⁽²⁾	1.44	0.99	0.96	(0.50)	1.15	1.15	1.00	1.25
Flujo de caja aportado (usado) por actividades operativas	66,212	(24,413)	30,969	50,034	61,994	35,338	38,063	28,881
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total	(524)	39,990	16,874	133,722	(4,463)	(6,404)	24,415	7,024
Por acción – básicos (\$) ⁽²⁾	(0.02)	1.17	0.49	3.92	(0.15)	(0.20)	0.70	0.20
Por acción – diluidos (\$) ⁽²⁾	(0.02)	1.17	0.49	3.92	(0.15)	(0.20)	0.70	0.20
EBITDAX ajustado ⁽¹⁾	62,103	60,654	60,928	52,003	56,015	55,208	49,624	49,198
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico ⁽²⁾	34,111	34,111	34,111	34,113	34,157	34,118	34,490	35,312
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido ⁽²⁾	34,111	34,111	34,111	34,113	34,157	34,118	34,490	35,312
Gastos de capital en efectivo netos ⁽¹⁾	43,830	51,985	47,123	50,382	45,742	42,686	27,478	21,513
Operaciones								
Producción ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (Mcfpd)	181,028	187,687	188,384	177,985	186,695	190,559	183,130	186,145
Petróleo de Colombia (bopd)	531	527	565	546	544	571	428	244
Total (boepd)	32,290	33,455	33,615	31,771	33,298	34,002	32,556	32,901
Ventas contractuales realizadas ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (Mcfpd)	178,188	184,752	185,624	175,580	184,163	187,963	181,813	185,896
Petróleo de Colombia (bopd)	511	523	587	541	558	565	412	490
Total (boepd)	31,772	32,936	33,153	31,345	32,867	33,541	32,309	33,103
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	4.14	3.94	4.01	3.73	3.73	3.66	3.58	3.59
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	25.99	18.57	25.86	22.81	27.48	27.49	14.23	21.93
Corporativas (\$/boe)	23.62	22.36	22.88	21.27	21.31	21.02	20.33	20.51

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

(2) Reexpresado para reflejar la consolidación de acciones de 5:1 en enero 17 de 2023. Ver la sección "Consolidación de Acciones" en este MD&A.

RIESGOS E INCERTIDUMBRES

La Compañía está sujeta a varios factores de riesgos que incluyen, entre otros, la volatilidad de los precios del gas natural y del petróleo crudo; riesgos cambiarios y monetarios; riesgos generales relacionados con operaciones extranjeras, como las incertidumbres políticas, económicas, normativas, de seguridad y otras, relacionadas con políticas de inversión extranjera y políticas energéticas; gobiernos que de tiempo en tiempo ejerzan significativa influencia sobre la economía para controlar la inflación; desarrollo de regulaciones ambientales en jurisdicciones extranjeras; descubrimiento de reservas de gas natural y petróleo; concentración de transacciones de venta en 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 en el largo plazo, para lo cual se requieran financiamientos adicionales a fin de implementar el plan de negocio de la Compañía.

No ha habido cambios significativos en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2023 en los riesgos e incertidumbres según están identificados en el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2022. Una discusión más completa de los riesgos e incertidumbres está contenida en el Formulario de Información Anual de la Compañía para el año terminado en diciembre 31 de 2022, según está radicado en SEDAR, incorporado en este documento por referencia.

POLÍTICAS CONTABLES Y ESTIMADOS CRÍTICOS

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

CAMBIOS EN POLÍTICAS CONTABLES

La Compañía no ha implementado nuevas políticas contables durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2023. Discusiones detalladas de las nuevas políticas contables y su impacto se proporcionan en los estados financieros.

POLÍTICAS NORMATIVAS

Controles y Procedimientos de Revelación

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

Controles Internos de Informes Financieros

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

Durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2023, no ha habido cambio en los CIIF de la Compañía que haya afectado significativamente, o que sea razonablemente probable que afecte significativamente, los CIIF de la Compañía.

Limitaciones de los Controles y Procedimientos

La administración de la Compañía, incluyendo su CEO y su CFO, considera que, sin importar cuán bien concebidos y operados sean los C&PR o CIIF, solamente pueden 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 los beneficios de los controles deben ser considerados en relación con sus costos. Debido a las limitaciones inherentes en todos los sistemas de control, no pueden ofrecer seguridad absoluta de que todos los problemas de control y los casos de fraude dentro de la Compañía, si los ha habido, han sido prevenidos o detectados. Estas limitaciones inherentes incluyen las realidades de que los juicios en la toma de decisiones pueden ser deficientes, y que pueden presentarse fallas por simples errores o equivocaciones. El diseño de todo sistema de controles también se basa en parte en ciertos supuestos sobre la probabilidad de eventos futuros, y no puede haber seguridad de que un diseño será exitoso en lograr sus objetivos fijados bajo todas las condiciones potenciales futuras. 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.