

# CANACOL ENERGY LTD.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN  
AÑO TERMINADO EN DICIEMBRE 31 DE 2022



## 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 diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
Ingresos totales por gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte	67,956	69,903	(3%)	274,228	249,187	10%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones <sup>(1)</sup>	(16,977)	43,691	n/a	94,640	153,847	(38%)
Por acción – básicos (\$) <sup>(1)(2)</sup>	(0.50)	1.24	n/a	2.77	4.32	(36%)
Por acción – diluidos (\$) <sup>(1)(2)</sup>	(0.50)	1.24	n/a	2.77	4.32	(36%)
Ganancia neta y otra ganancia total	133,722	7,024	>999%	147,270	15,177	870%
Por acción – básica (\$) <sup>(2)</sup>	3.92	0.20	>999%	4.31	0.43	902%
Por acción – diluida (\$) <sup>(2)</sup>	3.92	0.20	>999%	4.31	0.43	902%
Flujo de caja aportado por actividades operativas	50,034	28,881	73%	185,429	123,814	50%
Por acción – básico (\$) <sup>(1)(2)</sup>	1.47	0.82	79%	5.43	3.48	56%
Por acción – diluido (\$) <sup>(1)(2)</sup>	1.47	0.82	79%	5.43	3.48	56%
EBITDAX Ajustado <sup>(1)</sup>	52,003	49,198	6%	212,850	194,390	9%
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico <sup>(2)</sup>	34,113	35,312	(3%)	34,144	35,628	(4%)
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido <sup>(2)</sup>	34,113	35,312	(3%)	34,144	35,628	(4%)
Gastos de capital en efectivo netos <sup>(1)</sup>	50,382	21,513	134%	166,288	98,421	69%
				Diciembre 31 de 2022	Diciembre 31 de 2021	Cambio
Efectivo y equivalentes de efectivo				58,518	138,523	(58%)
Superávit de capital de trabajo				(22,603)	148,124	n/a
Deuda total				550,752	557,709	(1%)
Activos totales				1,014,848	843,760	20%
Acciones ordinarias, final del período (000) <sup>(2)</sup>				34,111	35,233	(3%)
Operativos	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
Producción de gas natural, GNL y petróleo crudo <sup>(1)</sup>						
Gas natural y GNL (Mcfpd)	177,985	186,145	(4%)	184,584	182,829	1%
Petróleo de Colombia (bopd)	546	244	124%	522	289	81%
Total (boepd)	31,771	32,901	(3%)	32,905	32,364	2%
Ventas contractuales realizadas <sup>(1)</sup>						
Gas natural y GNL (Mcfpd)	175,580	185,896	(6%)	182,367	181,434	1%
Petróleo de Colombia (bopd)	541	490	10%	519	294	77%
Total (boepd)	31,345	33,103	(5%)	32,513	32,124	1%
Ganancias operacionales netas <sup>(1)</sup>						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	3.73	3.59	4%	3.68	3.40	8%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	22.81	21.93	4%	23.69	28.39	(17%)
Corporativas (\$/boe)	21.27	20.51	4%	20.99	19.48	8%

(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.

(2) Reexpresado para reflejar la consolidación de acciones 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 desarrollo de gas natural en Colombia. La oficina principal de la Compañía está situada en 2000, 215 – 9<sup>th</sup> Avenue SW, Calgary, Alberta, T2P 1K3, Canadá. Las acciones de la Compañía se negocian en la Bolsa de Valores de Toronto (la “TSX”) bajo el símbolo CNE, la OTCQX en Estados Unidos de América bajo el símbolo CNNEF, la Bolsa de Valores de Colombia bajo el símbolo CNEC y la Bolsa Mexicana de Valores bajo el símbolo CNEN.

### Advertencias

El siguiente informe de discusión y análisis de la administración (“MD&A” [por sus siglas en inglés]) tiene fecha marzo 24 de 2023 y es la explicación de la Compañía sobre su desempeño financiero para el período cubierto por los estados financieros consolidados auditados para los años terminados en diciembre 31 de 2022 y 2021 (“los estados financieros”), junto con un análisis de la situación financiera de la Compañía. Los comentarios deben leerse en conjunto con los estados financieros. Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) como fueron emitidas por la Junta de Normas Internacionales de Contabilidad y todos los montos contenidos en este documento 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](http://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, incluido 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 las licencias ambientales exigidas para construir el ducto de las operaciones de la Compañía a Medellín, 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. 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 a la 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 cambios en el capital de trabajo distinto a efectivo, ajustado por cargos no recurrentes. El EBITDAX ajustado se calcula para los últimos doce meses y se define como ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total ajustados por intereses, impuestos sobre la renta, depreciación, agotamiento, amortización, costos previos a la licencia y otros cargos similares no recurrentes o distintos a efectivo. 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 diciembre 31 de		Año terminado en diciembre 31 de	
	2022	2021	2022	2021
Flujo de caja aportado por actividades operativas	\$ 50,034	\$ 28,881	\$ 185,429	\$ 123,814
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	(67,011)	14,810	(90,789)	16,906
Pago de pasivo de liquidación de litigio <sup>(1)</sup>	—	—	—	13,073
Liquidación de obligaciones de desmantelamiento	—	—	—	54
<b>Fondos ajustados provenientes de las operaciones</b>	<b>\$ (16,977)</b>	<b>\$ 43,691</b>	<b>\$ 94,640</b>	<b>\$ 153,847</b>

(1) El pasivo de liquidación de litigio estaba relacionado con una disputa sobre gastos de transporte y, en esa medida, la liquidación no recurrente se incluyó en los flujos de caja aportados por actividades operativas durante el año terminado en diciembre 31 de 2021.

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

	2022				Período Total
	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	\$ 24,415	\$ (6,404)	\$ (4,463)	\$ 133,722	\$ 147,270
(+) Gasto de intereses	8,513	8,475	8,438	8,632	34,058
(+) Gasto de impuesto de renta	1,203	27,156	25,970	(135,523)	(81,194)
(+) Agotamiento y depreciación	16,668	18,284	17,388	16,226	68,566
(+) Gasto de exploración	—	—	—	22,333	22,333
(+) Costos anteriores a la licencia	450	535	446	453	1,884
(+) Pérdida (ganancia) en cambio no realizada	(2,548)	2,995	4,999	2,660	8,106
(+/-) Otros rubros distintos a efectivo o no recurrentes	923	4,167	3,237	3,500	11,827
<b>EBITDAX Ajustado</b>	<b>\$ 49,624</b>	<b>\$ 55,208</b>	<b>\$ 56,015</b>	<b>\$ 52,003</b>	<b>\$ 212,850</b>

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 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 Reservas Anuales de 2022

- Las reservas probadas más probables ("2P") totales de gas natural y petróleo convencionales de la Compañía aumentaron un 8% desde diciembre 31 de 2021, a un total de 652 mil millones de pies cúbicos equivalentes ("Bcfe" [por su sigla en inglés]) a diciembre 31 de 2022 (tasa de reemplazo de reservas 2P de 169%).
- Los costos de búsqueda y desarrollo de 1P y 2P ("costos de F&D" [por su sigla en inglés]) fueron de \$2.6 por Mcf y \$1.87 por Mcf para el período de tres años terminado en diciembre 31 de 2022, respectivamente.
- La Compañía logró un índice de vida de reservas ("RLI" [por su sigla en inglés]) 1P y 2P de 5.2 años y 10 años, respectivamente, con base en una producción anualizada de gas natural convencional de 178 MMcfpd en el cuarto trimestre de 2022.

## Aspectos Financieros y Operacionales Destacados para los Tres Meses Terminados en diciembre 31 de 2022

- Los volúmenes de ventas contractuales realizadas de gas natural y gas natural licuado ("GNL") disminuyeron un 6% a 175.6 MMcfpd para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2022, en comparación con 185.9 MMcfpd para el mismo período en 2021. Los volúmenes de producción promedio de gas natural y GNL disminuyeron un 4% a 178 MMcfpd para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2022, en comparación con 186.1 MMcfpd para el mismo período en 2021. La disminución se debe principalmente a una menor demanda temporal de volúmenes de contratos en firme durante el trimestre, según se explica más detalladamente en la sección de "Promedio Diario de Volúmenes de Producción y Ventas Contractuales Realizadas" de este MD&A.
- Los ingresos totales por gas natural y GNL, netos de regalías y gastos de transporte, para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2022, disminuyeron un 3% a \$65.1 millones, en comparación con \$67 millones para el mismo período en 2021, principalmente debido a un volumen más bajo de ventas de gas natural y GNL en el periodo.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones correspondieron a una salida de \$17 millones para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2022, en comparación con una entrada de \$43.7 millones para el mismo período en 2021. La salida se debe enteramente al gasto de impuesto corriente adicional relacionado con la Reestructuración Corporativa de Canacol. Consulte la sección "Impuestos sobre la renta" de este MD&A para obtener más información.
- El EBITDAX ajustado aumentó un 6% a \$52 millones para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2022, en comparación con \$49.2 millones para el mismo período en 2021.
- La Compañía obtuvo una renta neta de \$133.7 millones para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2022, en comparación con una renta neta de \$7.0 millones para el mismo período en 2021. El aumento significativo en la renta neta es atribuible principalmente al reconocimiento de la recuperación de impuesto de renta de \$135.5 millones como resultado de la Reestructuración Corporativa de Canacol. Consulte la sección "Impuestos sobre la renta" de este MD&A para obtener más información.
- La ganancia operacional neta por gas natural y GNL de la Compañía aumentó un 4% a \$3.73 por Mcf en los tres meses terminados en diciembre 31 de 2022, en comparación con \$3.59 por Mcf para el mismo período en 2021. El aumento se debe principalmente a un aumento en los precios medios de venta, netos de gastos de transporte, y una disminución en los gastos operativos, compensada por un aumento en las regalías.



- A diciembre 31 de 2022, la Compañía tenía \$58.5 millones en efectivo y equivalentes de efectivo y \$22.6 millones en déficit de capital de trabajo, en gran parte como resultado del aumento del gasto de impuesto corriente debido a la Reestructuración Corporativa de Canacol. Consulte la sección "Impuestos sobre la renta" de este MD&A para obtener más información.

## Consolidación de acciones

El 19 de diciembre 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 han reducido a 34,111,458 Acciones Ordinarias (sin tener en cuenta el tratamiento de las acciones fraccionarias resultantes). Cada porcentaje de participación de los accionistas 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 y los montos por acción en este MD&A se reexpresaron para reflejar la Consolidación de Acciones.

## Resultados de las Operaciones

Para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2022, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de los campos Nelson, Palmer, Níspero, San Marcos, Cañahuate y Cañaflecha en el bloque Esperanza, los campos Clarinete, Claxon, Pandereta, Acordeón, Siku, Ocarina y Alboka en el bloque VIM-5, y los campos Aguas Vivas, Arandala, Toronja, Brevia y Cornamusa en el bloque VIM-21, situados en la Cuenca 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 campos productivos, la Compañía tiene intereses en varios bloques de exploración de gas natural en Colombia.

El 24 de octubre de 2022, la Compañía firmó un acuerdo con Shanghai Engineering and Technology Corp. ("SETCO") para construir un gasoducto de 289 km de largo y 22 pulgadas de diámetro desde la planta de procesamiento de gas Jobo de Canacol ("Estación Jobo") hasta la ciudad de Medellín, Colombia. La construcción de este gasoducto (el "Gasoducto de Medellín") permitirá a Canacol enviar gas natural al mercado interior de Colombia a partir de diciembre 1 de 2024. SETCO es un tercero, consorcio de construcción y fabricación de tuberías, con sede en China, con experiencia en la construcción de importantes gasoductos en Asia y Oriente Medio. Según los términos del acuerdo, SETCO será responsable de pagar el 100% del costo de construcción del Gasoducto de Medellín y construirá, poseerá, operará y mantendrá el gasoducto. Canacol no poseerá ni pagará ninguna parte de los costos asociados con el proyecto del gasoducto, incluyendo su construcción u operación. La tubería está diseñada para proporcionar una capacidad de transporte de 150 MMcfd y es ampliable a 200 MMcfd con compresión. SETCO asumirá el proyecto a través de la adquisición de CNEMED S.A.S., una de las subsidiarias colombianas de Canacol, cuando se obtenga la licencia ambiental (actualmente prevista para agosto de 2023).

Durante los tres meses finalizados en diciembre 31 de 2022, la Compañía completó la perforación del pozo de exploración Chimela-1 en su contrato de E&P VMM-45 operado en un 100%, ubicado en la Cuenca del Magdalena Medio. El pozo alcanzó una profundidad total de 14,101 pies de profundidad medida ("ft md" [por su sigla en inglés]) en diciembre 16 de 2022 y encontró 85 pies netos de petróleo y gas dentro de los depósitos primarios de arenisca de Lisama Superior (cojinete de gas) y Lisama Basal (cojinete de petróleo).

Durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2022, la Compañía comenzó la perforación del pozo de exploración Dividivi-1 en su contrato de E&P VIM-33 E&P operado en un 100%, ubicado en la Cuenca del Bajo Magdalena. El pozo Dividivi-1 alcanzó una profundidad total de 4,692 ft md en enero 2 de 2023 y encontró 89 pies brutos de gas dentro de los depósitos primarios de arenisca CDO y de piedra caliza Cicuco.

Durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2022, la Compañía comenzó la perforación del pozo de exploración Saxofón-1 en su bloque VIM-5. El pozo Saxofón-1 alcanzó una profundidad total de 9,416 ft md en enero 7 de 2023 y encontró 338 pies brutos de gas dentro de los depósitos Porquero y CDO.

La Compañía también perforó el pozo de exploración Natilla-1 ubicado en su participación en el contrato de Exploración y Producción ("E&P") SSJN-7, operado en un 50%, durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2022. El pozo está apuntando a areniscas que contienen gas dentro de los depósitos de arenisca CDO y Porquero. El pozo fue perforado a una profundidad de 11,848 ft md dentro del intervalo de arenisca de Porquero, el objetivo secundario del pozo, antes de encontrar problemas relacionados con la perforación. El pozo fue desviado debido a problemas mecánicos.

## 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 diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
<b>Gas Natural y GNL (Mcfpd)</b>						
Producción de gas natural y GNL	177,985	186,145	(4%)	184,584	182,829	1%
Consumo de campo	(2,495)	(1,561)	60%	(2,481)	(1,745)	42%
Ventas de gas natural y GNL	175,490	184,584	(5%)	182,103	181,084	1%
Volúmenes en firme (2)	90	1,312	(93%)	264	350	(25%)
<b>Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL</b>	<b>175,580</b>	<b>185,896</b>	<b>(6%)</b>	<b>182,367</b>	<b>181,434</b>	<b>1%</b>
<b>Petróleo de Colombia (bopd)</b>						
Producción de petróleo crudo	546	244	124%	522	289	81%
Movimientos de inventario y otros	(5)	246	(102%)	(3)	5	(160%)
<b>Ventas de petróleo de Colombia</b>	<b>541</b>	<b>490</b>	<b>10%</b>	<b>519</b>	<b>294</b>	<b>77%</b>
<b>Corporativas (boepd / bopd)</b>						
Producción de gas natural y GNL	31,225	32,657	(4%)	32,383	32,075	1%
Producción de petróleo de Colombia	546	244	124%	522	289	81%
Producción total	31,771	32,901	(3%)	32,905	32,364	2%
Consumo de campo e inventario	(442)	(28)	>999%	(438)	(301)	46%
Ventas corporativas totales	31,329	32,873	(5%)	32,467	32,063	1%
Volúmenes en firme (2)	16	230	(93%)	46	61	(25%)
<b>Ventas contractuales realizadas totales</b>	<b>31,345</b>	<b>33,103</b>	<b>(5%)</b>	<b>32,513</b>	<b>32,124</b>	<b>1%</b>

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

- 1) *Ventas de gas natural y GNL*: Representan la producción de gas natural y GNL menos una cantidad normalmente pequeña de volumen de gas que es consumida a nivel de campo.
- 2) *Ingreso en firme*: Representa la porción de nominaciones de ventas de gas natural y GNL por parte de compradores de la Compañía que no 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 meses y el año terminados en diciembre 31 de 2022 promediaron 175.6 y 182.4 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% en las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2022, comparadas con el mismo periodo en 2021, se debe principalmente a una disminución en la demanda de gas natural. La demanda de gas natural fue menor debido a que la región experimentó altos niveles de depósito ocasionados por fuertes lluvias, que redujeron temporalmente la demanda de gas natural.

El aumento del 1% en las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL para el año terminado en diciembre 31 de 2022, comparadas con el mismo periodo en 2021, se debe principalmente a un aumento en las ventas de gas natural contratadas bajo contratos en firme en 2022, compensado por menores ventas al contado como resultado de una menor demanda de gas natural de los generadores termoeléctricos debido a mayores lluvias.

### Ingresos, Netos de Regalías y Gastos de Transporte

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
<b>Gas Natural y GNL</b>						
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 83,884	\$ 85,161	(1%)	\$ 347,615	\$ 323,738	7%
Gastos de transporte	(6,178)	(6,904)	(11%)	(32,510)	(34,580)	(6%)
Ingresos, netos de gastos de transporte	77,706	78,257	(1%)	315,105	289,158	9%
Regalías	(12,636)	(11,294)	12%	(50,167)	(45,805)	10%
<b>Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte</b>	<b>\$ 65,070</b>	<b>\$ 66,963</b>	<b>(3%)</b>	<b>\$ 264,938</b>	<b>\$ 243,353</b>	<b>9%</b>
<b>Petróleo de Colombia</b>						
Ingresos de petróleo crudo	\$ 2,084	\$ 2,957	(30%)	\$ 8,590	\$ 6,101	41%
Gastos de transporte	(35)	(267)	87%	(177)	(302)	(41%)
Ingresos, netos de gastos de transporte	2,049	2,690	(24%)	8,413	5,799	45%
Regalías	(127)	(232)	(45%)	(527)	(471)	12%
<b>Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte</b>	<b>\$ 1,922</b>	<b>\$ 2,458</b>	<b>(22%)</b>	<b>\$ 7,886</b>	<b>\$ 5,328</b>	<b>48%</b>
<b>Corporativos</b>						
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 83,884	\$ 85,161	(1%)	\$ 347,615	\$ 323,738	7%
Ingresos de petróleo crudo	2,084	2,957	(30%)	8,590	6,101	41%
Ingresos totales	85,968	88,118	(2%)	356,205	329,839	8%
Regalías	(12,763)	(11,526)	11%	(50,694)	(46,276)	10%
Ingresos de producción de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías	73,205	76,592	(4%)	305,511	283,563	8%
Ingresos en espera por generación de energía	916	—	n/a	916	—	n/a
Ingresos de gas natural en firme	48	482	(90%)	488	506	(4%)
Ingresos de gas natural, GNL, en firme, de petróleo crudo y en espera, netos de regalías, según lo reportado	74,169	77,074	(4%)	306,915	284,069	8%
Gastos de transporte	(6,213)	(7,171)	(13%)	(32,687)	(34,882)	(6%)
<b>Ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte</b>	<b>\$ 67,956</b>	<b>\$ 69,903</b>	<b>(3%)</b>	<b>\$ 274,228</b>	<b>\$ 249,187</b>	<b>10%</b>

### Ventas de Gas Natural y GNL

Los ingresos de gas natural y GNL, netos de gastos de transporte durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2022, disminuyeron un 1% a \$77.7 millones, en comparación con \$78.3 millones para el mismo período en



2021, debido a una disminución del 5% en el volumen de ventas de gas natural y GNL, compensada por un aumento del 4% en el precio de venta promedio, neto de gastos de transporte. Los ingresos de gas natural y GNL, netos de gastos de transporte durante el año finalizado en diciembre 31 de 2022, aumentaron un 9% a \$315.1 millones, en comparación con \$289.2 millones para el mismo período en 2021, debido a un aumento del 1% en el volumen de ventas de gas natural y GNL y un aumento del 8% en el precio de venta promedio, neto de gastos de transporte.

Durante los tres meses y el año finalizados en diciembre 31 de 2022, la Compañía obtuvo ingresos de generación de energía de \$0.9 millones por su compromiso de suministrar gas natural para una planta de generación de energía de propiedad de Termoeléctrica el Tesorito S.A.S. ESP ("Tesorito"), una compañía colombiana de generación de energía. Los ingresos en espera de generación de energía se obtienen diariamente, independientemente de si el gas natural se entrega realmente.

A diciembre 31 de 2022, la Compañía había diferido ingresos de \$11.2 millones, relacionados con nominaciones de ventas de gas natural y GNL no entregadas que fueron pagadas o registradas 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 ingresos. En caso de que los compradores no acepten la entrega dentro del período asignado, la Compañía reconocerá las nominaciones correspondientes como ingreso en firme según se explica en la página 6 de este MD&A.

### Comercialización de Gas Natural

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
Ingreso de comercialización de gas natural	\$ 5,275	\$ 7,170	(26%)	\$ 28,796	\$ 26,475	9%
Costo de compra de comercialización de gas natural	(5,211)	(7,009)	(26%)	(27,575)	(26,206)	5%
Ganancia de comercialización de gas natural	\$ 64	\$ 161	(60%)	\$ 1,221	\$ 269	354%

La Compañía reconoció \$5.3 millones y \$28.8 millones (\$7.2 millones y \$26.5 millones en 2021) de ingresos de comercialización de gas natural e incurrió en costos de compra de gas de \$5.2 millones y \$27.6 millones (\$7 millones y \$26.2 millones en 2021) durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2022, respectivamente, relacionados con la entrega de un contrato a largo plazo de un comprador.

Las compras de gas natural de la Compañía están limitadas a este contrato a largo plazo en particular y la misma no tiene intención de participar en actividades especulativas de comercialización de gas. Este contrato de comercialización de gas natural terminó en noviembre de 2022.

### 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 medios 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 11% y un 6% durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2022, en comparación con los mismos períodos en 2021, respectivamente, principalmente debido a la disminución en el volumen de ventas de gas natural sujeto a gastos de transporte, según lo descrito anteriormente, en comparación con los mismos períodos en 2021.

## Regalías de Gas Natural

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
<b>Gas Natural</b>						
Regalías de Esperanza	\$ 1,093	\$ 1,790	(39%)	\$ 4,501	\$ 7,341	(39%)
Regalías de VIM-5	9,801	7,638	28%	36,782	34,791	6%
Regalías de VIM-21	1,742	1,866	(7%)	8,884	3,673	142%
<b>Gasto de regalías</b>	<b>\$ 12,636</b>	<b>\$ 11,294</b>	<b>12%</b>	<b>\$ 50,167</b>	<b>\$ 45,805</b>	<b>10%</b>
<b>Tasas de Regalías de Gas Natural</b>						
Esperanza	8.5%	7.3%	16%	8.5%	7.7%	10%
VIM-5	21.9%	23.2%	(6%)	22.1%	23.0 %	(4%)
VIM-21	9.1%	9.3%	(2%)	9.6%	9.4%	2%
<b>Tasa de Regalías de Gas Natural</b>	<b>16.3%</b>	<b>14.4%</b>	<b>13%</b>	<b>15.9%</b>	<b>15.8%</b>	<b>1%</b>

Las regalías de gas natural de la Compañía generalmente son a una tasa de 6.4%, hasta que la producción neta del campo alcanza los 5,000 boepd, punto en el cual las tasas de regalía aumentan en una escala gradual hasta una tasa máxima del 20% con una producción del campo de \$600,000 boepd. La producción de gas natural de Esperanza y VIM-5 de la Compañía está sujeta a una regalía especial adicional de 2% a 4%. La producción de gas natural de la Compañía 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 16.3% para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2022, en comparación con 14.4% para el mismo período en 2021, principalmente debido a una mayor producción en el bloque VIM-5, la cual está sujeta a una tasa de regalía más alta. La tasa de regalía de gas natural aumentó marginalmente a 15.9% para el año terminado en diciembre 31 de 2022, en comparación con 15.8% para el mismo período en 2021.

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

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
<b>Precios Promedio de Referencia</b>						
Henry Hub (\$/MMBtu)	\$ 6.09	\$ 4.85	26%	\$ 6.51	\$ 3.71	75%
Alberta Energy Company ("AECO") (\$/MMBtu)	\$ 4.42	\$ 3.89	14%	\$ 4.34	\$ 2.91	49%
Brent (\$/bbl)	\$ 88.59	\$ 79.80	11%	\$ 98.89	\$ 70.78	40%
<b>Precios Promedio de Venta, Netos de Transporte</b>						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 4.81	\$ 4.61	4%	\$ 4.74	\$ 4.37	8%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 41.17	\$ 59.67	(31%)	\$ 44.41	\$ 54.04	(18%)
<b>Promedio corporativo (\$/boe)</b>	<b>\$ 27.67</b>	<b>\$ 26.77</b>	<b>3%</b>	<b>\$ 27.30</b>	<b>\$ 25.20</b>	<b>8%</b>

Los precios de venta de los contratos de venta de gas natural de la Compañía son en su mayor parte fijos, con una parte de su cartera vendida en el mercado al contado. Los gastos de transporte de la Compañía asociados a las ventas al contado normalmente se compensan con precios brutos de venta más altos, lo que resulta en precios de venta realizados, netos de transporte, que son consistentes con los contratos a precio fijo de la Compañía.

El aumento de 4% y 8% en los precios promedio de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, de \$4.81 por Mcf y \$4.74 por Mcf para los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2022, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2021, se debe principalmente a contratos en firme a precios más altos, como resultado de una menor oferta durante estos periodos.

La disminución de 31% y 18% en los precios promedio de venta de petróleo crudo para los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2022, en comparación con los mismos períodos en 2021, respectivamente, se debe principalmente al aumento de la producción de petróleo de Colombia de dos pozos previamente suspendidos que volvieron a ponerse en producción desde el primer trimestre de 2022, bajo producción a tarifa. De conformidad con el acuerdo de operación y mantenimiento, estos pozos tienen un precio de tarifa fija más bajo de \$17.36 por bbl; sin embargo, no están sujetos a regalías y no tienen requisitos futuros de capital y abandono.

## Gastos Operativos

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
Gas natural y GNL	\$ 4,877	\$ 5,952	(18%)	\$ 20,715	\$ 18,418	12%
Petróleo de Colombia	787	1,469	(46%)	3,399	2,281	49%
<b>Gastos operativos totales</b>	<b>\$ 5,664</b>	<b>\$ 7,421</b>	<b>(24%)</b>	<b>\$ 24,114</b>	<b>\$ 20,699</b>	<b>16%</b>
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 0.30	\$ 0.35	(14%)	\$ 0.31	\$ 0.28	11%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 15.81	\$ 32.59	(51%)	\$ 17.94	\$ 21.27	(16%)
<b>Corporativos (\$/boe)</b>	<b>\$ 1.97</b>	<b>\$ 2.45</b>	<b>(20%)</b>	<b>\$ 2.03</b>	<b>\$ 1.77</b>	<b>15%</b>

Los gastos operativos de gas natural y GNL por Mcf disminuyeron un 14% a \$0.30 por Mcf para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2022 en comparación con \$0.35 por Mcf para el mismo período en 2021, principalmente debido a menos actividades de mantenimiento realizadas durante el trimestre y un COP más débil frente al USD, compensado por la inflación.

Los gastos operativos de gas natural y GNL por Mcf aumentaron un 11% a \$0.31 por Mcf para el año finalizado en diciembre 31 de 2022, en comparación con \$0.28 por Mcf para el mismo período en 2021, principalmente debido al aumento de las actividades de mantenimiento y a la inflación, compensado por un COP más débil frente al USD.

Los gastos operativos de petróleo de Colombia disminuyeron un 46% para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2022, en comparación con el mismo período de 2021, principalmente debido a una cantidad superior a la habitual de petróleo en inventario que se vendió durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2021, compensada por la no recuperación de gastos operativos del socio de Canacol debido a que los precios del Brent superaron los \$70 por bbl durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2022 y la inflación. De conformidad con el acuerdo de operación conjunta, el socio de la Compañía reembolsará una parte de los gastos operativos de Canacol en el bloque Rancho Hermoso cuando el precio del Brent sea inferior a \$70 por bbl. Los gastos operativos del petróleo de Colombia aumentaron un 49% para el año finalizado en diciembre 31 de 2022, en comparación con el mismo período de 2021, lo cual es principalmente atribuible a una menor recuperación de los gastos operativos debido a que los precios del Brent superaron los \$70 por bbl y la inflación.

El gasto operativo de petróleo de Colombia por bbl disminuyó un 51% y un 16% para los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2022, en comparación con el mismo período en 2021, respectivamente, principalmente debido a costos fijos sobre mayores volúmenes de producción de petróleo, compensados por la inflación.

## Ganancias Operacionales Netas

\$/Mcf	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
<b>Gas natural y GNL</b>						
Ingreso, neto de gastos de transporte <sup>(1)</sup>	\$ 4.81	\$ 4.61	4%	\$ 4.74	\$ 4.37	8%
Regalías	(0.78)	(0.67)	16%	(0.75)	(0.69)	9%
Gastos operativos <sup>(2)</sup>	(0.30)	(0.35)	(14%)	(0.31)	(0.28)	11%
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 3.73</b>	<b>\$ 3.59</b>	<b>4%</b>	<b>\$ 3.68</b>	<b>\$ 3.40</b>	<b>8%</b>

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
<b>\$/bbl</b>						
<b>Petróleo de Colombia</b>						
Ingreso, neto de gastos de transporte <sup>(1)</sup>	\$ 41.17	\$ 59.67	(31%)	\$ 44.41	\$ 54.04	(18%)
Regalías	(2.55)	(5.15)	(50%)	(2.78)	(4.39)	(37%)
Gastos operativos <sup>(2)</sup>	(15.81)	(32.59)	(51%)	(17.94)	(21.26)	(16%)
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 22.81</b>	<b>\$ 21.93</b>	<b>4%</b>	<b>\$ 23.69</b>	<b>\$ 28.39</b>	<b>(17%)</b>

(1) Remítase a "Precios Promedio de Referencia y Precios 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.

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
<b>\$/boe</b>						
<b>Corporativas</b>						
Ingreso, neto de gastos de transporte	\$ 27.67	\$ 26.77	3%	\$ 27.30	\$ 25.20	8%
Regalías	(4.43)	(3.81)	16%	(4.28)	(3.95)	8%
Gastos operativos	(1.97)	(2.45)	(20%)	(2.03)	(1.77)	15%
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 21.27</b>	<b>\$ 20.51</b>	<b>4%</b>	<b>\$ 20.99</b>	<b>\$ 19.48</b>	<b>8%</b>

### Gastos Generales y Administrativos

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
Costos brutos	\$ 10,913	\$ 11,053	(1%)	\$ 37,274	\$ 35,388	5%
Menos: montos capitalizados	(2,152)	(1,581)	36%	(8,085)	(5,804)	39%
<b>Gastos generales y administrativos</b>	<b>\$ 8,761</b>	<b>\$ 9,472</b>	<b>(8%)</b>	<b>\$ 29,189</b>	<b>\$ 29,584</b>	<b>(1%)</b>
<b>\$/boe</b>	<b>\$ 3.04</b>	<b>\$ 3.13</b>	<b>(3%)</b>	<b>\$ 2.46</b>	<b>\$ 2.53</b>	<b>(3%)</b>

Los costos brutos generales y administrativos ("G&A") disminuyeron un 1% para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2022, en comparación con el mismo período en 2021, principalmente debido a menores costos de personal y al peso colombiano ("COP") más débil frente al USD, compensado por la inflación. Los costos brutos G&A aumentaron un 5% para el año finalizado en diciembre 31 de 2022, en comparación con el mismo período en 2021, principalmente debido a costos de indemnización por despido de \$1.3 millones y la inflación, compensados por un COP más débil frente al USD.

Los G&A por boe disminuyeron un 3% para los tres meses y el año finalizados en diciembre 31 de 2022, en comparación con los mismos períodos en 2021, principalmente debido a mayores montos capitalizados relacionados con algunos proyectos. Se espera que los costos brutos anuales permanezcan relativamente estables a medida que crezca la base de producción de la Compañía, lo que resultará en una disminución en los G&A por boe en el futuro.

### Gasto de Financiación Neto

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	\$ 7,924	\$ 8,990	(12%)	\$ 32,459	\$ 31,669	2%
Gastos (ingresos) de financiación netos distintos a efectivo	2,602	(229)	n/a	9,022	2,738	230%
<b>Gasto de financiación neto</b>	<b>\$ 10,526</b>	<b>\$ 8,761</b>	<b>20%</b>	<b>\$ 41,481</b>	<b>\$ 34,407</b>	<b>21%</b>

El gasto de financiación neto aumentó un 20% y un 21% para los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2022, en comparación con los mismos períodos en 2021, respectivamente, principalmente debido a la

amortización de costos de transacción iniciales y gasto de interés en relación con la refinanciación de los Títulos Preferenciales. El monto de capital de los Títulos Preferenciales aumentó de \$320 millones a \$500 millones y está sujeto a una tasa de interés más baja de 5.75% en comparación con la tasa anterior de 7.25%. La deuda con el banco Credit Suisse y la obligación de liquidación de litigio se liquidaron en 2021 y, en esa medida, compensaron el mayor gasto de interés durante los mismos períodos en 2022.

### Gasto por Remuneración Basada en Acciones

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
Gasto de unidades liquidadas en acciones	\$ 22	\$ 139	(84%)	\$ 192	\$ 652	(71%)
Gasto de unidades liquidadas en efectivo	781	769	2%	3,747	3,898	(4%)
<b>Remuneración basada en acciones</b>	<b>\$ 803</b>	<b>\$ 908</b>	<b>(12%)</b>	<b>\$ 3,939</b>	<b>\$ 4,550</b>	<b>(13%)</b>

El gasto liquidado en acciones es un gasto distinto a efectivo reconocido sobre una base de adquisición escalonada con base en el valor razonable de las opciones de compra de acciones otorgadas durante el término. El valor razonable de las opciones de compra de acciones otorgadas se estimó usando el modelo de fijación de precios de Black-Scholes. No se otorgaron ni se ejercieron opciones de compra de acciones durante los años terminados en diciembre 31 de 2022 y 2021. El gasto de unidades liquidadas en acciones disminuyó para los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2022, en comparación con los mismos períodos en 2021, como resultado de menos opciones de compra de acciones amortizadas debido a los vencimientos.

El gasto de unidades liquidadas en efectivo es una amortización no en 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 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 Compañía. El gasto de unidades de acciones liquidadas en efectivo aumentó marginalmente durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2022, en comparación con el mismo período en 2021. El gasto de unidades de acciones liquidadas en efectivo disminuyó durante el año terminado en diciembre 31 de 2022, en comparación con el mismo período en 2021, principalmente debido a la devaluación del precio de las acciones de la Compañía a diciembre 31 de 2022.

### Gasto por Agotamiento y Depreciación

	Tres meses terminados en diciembre 31 de			Año terminado en diciembre 31 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 16,226	\$ 17,288	(6%)	\$ 68,566	\$ 67,747	1%
\$/boe	\$ 5.63	\$ 5.72	(2%)	\$ 5.79	\$ 5.79	—

El gasto por agotamiento y depreciación disminuyó un 6% durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2022, en comparación con el mismo período en 2021, principalmente como resultado de una menor producción de gas natural. El gasto por agotamiento y depreciación aumentó un 1% durante el año terminado en diciembre 31 de 2022, en comparación con el mismo período en 2021, principalmente debido a mayor producción de gas natural.

### Gasto de Impuesto sobre la Renta

	Tres meses terminados en diciembre 31 de		Año terminado en diciembre 31 de	
	2022	2021	2022	2021
Gasto de impuesto sobre la renta corriente	\$ 67,812	\$ 4,565	\$ 111,203	\$ 29,932
Gasto de impuesto sobre la renta diferido	(202,335)	1,384	(192,397)	13,957
<b>Gasto (recuperación) de impuesto sobre la renta</b>	<b>\$ (135,523)</b>	<b>\$ 5,949</b>	<b>\$ (81,194)</b>	<b>\$ 43,889</b>

El ingreso de la Compañía antes de impuestos estuvo sujeto a la tasa reglamentaria del impuesto sobre la renta en Colombia del 35% para los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2022.



Durante los tres meses y el año finalizados en diciembre 31 de 2022, en un esfuerzo por alinear mejor las necesidades operativas del negocio y crear una estructura organizativa más eficiente y rentable, la Compañía comenzó un proceso de reestructuración corporativa con la transferencia de sus activos Esperanza y VIM-21 de una subsidiaria de propiedad total a otra ("Reestructuración Corporativa"). Los activos se transfirieron a valor razonable de mercado, generando un gasto de impuesto corriente adicional de \$64.7 millones y un activo de impuesto diferido de \$202.2 millones para los tres meses y el año finalizados el 31 de diciembre de 2022.

Para los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2022, el gasto de impuesto sobre la renta corriente aumentó, en comparación con los mismos períodos en 2021, principalmente debido a: i) el aumento en la tasa impositiva anual de 31% en 2021 a 35% en 2022 y ii) el reconocimiento de \$ 64.7 millones de gasto de impuesto corriente como resultado de la Reestructuración Corporativa.

Durante los tres meses y el año finalizados en diciembre 31 de 2022, la Compañía reconoció una recuperación de impuestos diferidos de \$203.3 millones y \$192.4 millones, respectivamente, principalmente atribuible al activo de impuestos diferidos de \$202.2 millones reconocido como resultado de la Reestructuración Corporativa. La recuperación de impuestos diferidos se compensó con un gasto de impuestos diferidos de \$14.7 millones y \$25.6 millones para los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2022, respectivamente, como resultado de la devaluación del COP frente al USD. Las pérdidas de impuestos no usadas y los fondos de capital de la Compañía están denominados en COP, y se revalorizan en cada fecha de reporte usando la tasa de cambio de COP a USD del final del período. El cambio no realizado en los valores de pérdidas de impuestos no usadas y fondos de capital como resultado del cambio de divisas se reconoce como gasto/recuperación de impuestos diferidos al final de cada trimestre. A diciembre 31 de 2022, la tasa de cambio de COP a USD fue de 4,810:1 (3,981:1 en diciembre 31 de 2021).

#### Pagos en Efectivo de Impuestos sobre la Renta

	Tres meses terminados en diciembre 31 de		Año terminado en diciembre 31 de	
	2022	2021	2022	2021
Impuestos sobre la renta pagados	\$ 7,526	\$ 12,125	\$ 35,490	\$ 44,061

Durante el año terminado en diciembre 31 de 2022, la Compañía pagó impuesto sobre la renta de \$4.8 millones (\$11.4 millones en 2021) para el año fiscal 2021. Adicionalmente, la Compañía también pagó por adelantado anticipos relacionados con su gasto de impuesto sobre la renta de 2022 de \$7.5 millones y \$30.6 millones (\$12.1 millones y \$32.7 millones en 2021) durante los tres meses y el año terminados en diciembre 31 de 2022, respectivamente.

## Gastos de Capital

	Tres meses terminados en diciembre 31 de		Año terminado en diciembre 31 de	
	2022	2021	2022	2021
Perforación y completamientos	\$ 19,590	\$ 8,253	\$ 64,761	\$ 49,459
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	8,233	6,718	40,240	25,320
Tierra, sísmica, comunidades y otros	20,437	4,961	53,242	18,135
G&A capitalizados	2,152	1,581	8,085	5,804
Ingresos netos por disposición de propiedades, planta y equipo	(30)	—	(40)	(297)
<b>Gastos de capital netos en efectivo</b>	<b>50,382</b>	<b>21,513</b>	<b>166,288</b>	<b>98,421</b>
Costos y ajustes distintos a efectivo:				
Activos de derecho de uso arrendados	276	886	2,205	1,392
Disposición	(41)	(1,456)	(3,514)	(1,371)
Costos y ajustes distintos a efectivo <sup>(1)</sup>	(10,657)	613	(3,773)	1,498
<b>Gastos de capital netos</b>	<b>\$ 37,960</b>	<b>\$ 21,556</b>	<b>\$ 161,206</b>	<b>\$ 99,940</b>
Gastos de capital netos contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 26,334	\$ 8,888	\$ 74,667	\$ 41,565
Gastos en propiedades, planta y equipo	13,697	14,124	90,093	60,043
Disposición	(71)	(1,456)	(3,554)	(1,668)
<b>Gastos de capital netos</b>	<b>\$ 39,960</b>	<b>\$ 21,556</b>	<b>\$ 161,206</b>	<b>\$ 99,940</b>

(1) Los costos y ajustes distintos a efecto se relacionaron principalmente con cambios en obligaciones de desmantelamiento.

Los gastos de capital netos durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2022 están principalmente relacionados con:

- Costos de perforación del pozo de desarrollo Chimela-1;
- Costos de perforación del pozo de desarrollo Dividivi-1;
- Costos de perforación del pozo de exploración Natilla-1;
- Costos de perforación del pozo de desarrollo Clarinete-7;
- Costos de perforación del pozo de desarrollo Saxofón-1;
- Costos de sísmica 3D en el bloque VIM-5;
- Costos de diseño de ingeniería del ducto de Medellín;
- Costos relacionados con instalaciones y reacondicionamiento en los bloques VIM-5 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.

## 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 diciembre 24 de 2021, 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 2,102,732 Acciones Ordinarias en circulación. El número máximo de Acciones Ordinarias que Canacol podía comprar en un día determinado era 8,663 Acciones Ordinarias. Canacol también podía hacer una recompra semanal en bloque en exceso del límite diario con sujeción a reglas prescritas. La Compañía estaba autorizada para realizar compras durante el período de diciembre 24 de 2021 a diciembre 23 de 2022 o hasta el momento anterior en que la NCIB se completara o terminara a opción de la Compañía.

Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2022, la Compañía recompró 1,121,866 Acciones Ordinarias (669,700 en 2021) a un costo de \$13.7 millones (\$8.8 millones en 2021), incluidos los cargos de transacción.

En enero 31 de 2023, la Compañía renovó su NCIB, según lo autorizado por la TSX, para comprar hasta 1,971,950 Acciones Ordinarias en circulación. El número máximo de Acciones Ordinarias que Canacol puede comprar en un día determinado es 13,095 Acciones Ordinarias. 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.

### **Préstamo operativo**

En abril 21 de 2020, la Compañía celebró un contrato de crédito con el Banco de Occidente ("Préstamo Operativo") por \$5 millones denominado en COP, para propósitos adicionales de liquidez en COP. El Préstamo Operativo estaba sujeto a una tasa de interés anual del Indicador Bancario de Referencia ("IBR") + 2% (el IBR era de 2.9% en la fecha del acuerdo). El IBR es una tasa de interés de referencia de corto plazo del banco central colombiano para préstamos denominados en COP, que refleja el precio al cual los bancos están dispuestos a ofrecer o recaudar recursos en el mercado monetario. El capital fue pagado en su totalidad en dos cuotas iguales en octubre 18 de 2020 y abril 11 de 2022, y el contrato de crédito fue posteriormente terminado.

### **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" a continuación) y posteriormente terminó el acuerdo de préstamo.



## **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 seguía sin usar a diciembre 31 de 2022. La RCF no estaba sujeta a redeterminaciones periódicas típicas.

En febrero 17 de 2023, la Compañía terminó la RCF 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 + 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.

## **Deuda con Banco Colombiano**

En junio 17 de 2021, la Compañía celebró 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 \$10 millones pendientes en la Deuda con Banco Colombiano con recursos provenientes de la Nueva RCF (ver "Línea de Crédito Rotativo" anterior) 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.

## **Pactos financieros**

Los Títulos Preferenciales, el Préstamo Puente y la Nueva RCF de la Compañía 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 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 2022, la Compañía estaba cumpliendo con los pactos.



	Diciembre 31 de 2022	Diciembre 31 de 2021
Títulos Preferenciales - capital (5.75%)	\$ 500,000	\$ 500,000
Préstamo Puente - capital (LIBOR + 4.25%)	25,000	25,000
Préstamo Operativo - capital (IBR + 1.5%)	—	2,513
Deuda con Banco Colombiano – capital (IBR + 2.5)	10,020	12,107
Obligación de arrendamiento	15,732	18,089
Deuda total	550,752	557,709
Déficit (superávit) de capital de trabajo	22,603	(148,124)
<b>Deuda neta</b>	<b>\$ 573,355</b>	<b>\$ 409,585</b>

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

	Diciembre 31 de 2022	Diciembre 31 de 2021
Deuda total	\$ 550,752	\$ 557,709
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo	(58,518)	(138,523)
Deuda neta para fines del pacto	\$ 492,234	\$ 419,186
EBITDAX ajustado	\$ 212,850	\$ 194,390
<b>Razón de Apalancamiento Consolidado</b>	<b>2.31</b>	<b>2.16</b>

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

	Diciembre 31 de 2022	Diciembre 31 de 2021
EBITDAX ajustado	\$ 212,850	\$ 194,390
Gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo	\$ 34,058	\$ 31,488
<b>Razón de Cobertura de Interés Consolidado</b>	<b>6.25</b>	<b>6.17</b>

A marzo 24 de 2023, la Compañía tenía en circulación 34.1 millones de acciones ordinarias, 1.2 millones de opciones de compra de acciones, y 0.7 millones de UAR, PSU y DSU.

## 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 diciembre 31 de 2022:

	Menos de 1 año		1-3 años		Más de 3 años		Total
Deuda de largo plazo - capital	\$	35,020	\$	—	\$	500,000	\$ 535,020
Obligaciones de arrendamiento - no descontadas		3,442		6,208		6,461	16,111
Cuentas por pagar, comerciales y otras		62,312		—		—	62,312
Dividendo por pagar		6,548		—		—	6,548
Impuestos por pagar		74,969		—		—	74,969
Otras obligaciones de largo plazo		—		4,390		—	4,390
Pasivo de remuneración de incentivo de largo plazo		2,130		556		—	2,686
Contratos de exploración y producción		23,621		8,918		16,300	48,839
Contratos de operación de estación de compresión		2,714		5,592		5,820	14,126
	\$	<b>210,756</b>	\$	<b>25,664</b>	\$	<b>528,581</b>	\$ <b>765,001</b>

## Cartas de Crédito

A diciembre 31 de 2022, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$87.9 millones para garantizar compromisos de trabajo en bloques de exploración en Colombia y para garantizar otros compromisos contractuales, de las cuales, cartas de crédito por \$1.8 millones estaban relacionadas con ciertos activos de petróleo previamente vendidos, que se transfirieron a Arrow Exploration Ltd. (“Arrow”) después de diciembre 31 de 2022.

## 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 diciembre 31 de 2022 por \$48.8 millones y ha emitido \$38.4 millones del total de \$87.9 millones de garantías financieras relacionadas con ellos.

## Transacciones con Partes Relacionadas

A diciembre 31 de 2022, la Compañía tenía 41.7 millones de acciones y 18.4 millones de derechos de compra de acciones de Arrow con valores en libras de \$4.6 millones (costo) y \$2.2 millones (valor razonable de mercado), respectivamente, y un saldo por cobrar de \$1.9 millones. El saldo por cobrar de \$1.9 millones se pagará a más tardar el 30 de junio de 2023. Dos miembros de la administración clave de Canacol son también miembros de la junta directiva de Arrow.

## Sostenibilidad

Según lo indicado en el Informe Integrado Ambiental, Social y de Gobierno (“ESG” [por su sigla en inglés]) de la Compañía de 2021, Canacol actualmente lidera la industria como uno de los productores de petróleo y gas más limpios tanto en Colombia como en Norteamérica con emisiones de gases de efecto invernadero (“GHG” [por su sigla en inglés]) de Alcance 1 y 2 que son un 80% más bajas que las de sus pares enfocados en petróleo y un 50% más bajas que las de sus pares enfocados en gas, en promedio. 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 y a la vez reducir las emisiones de carbono, explorando vías para la generación de energía renovable, fomentando la autosuficiencia energética nacional y catalizando el crecimiento y el desarrollo de la economía colombiana y de su población. Canacol en forma entusiasta apoya las metas globales para cumplir con los objetivos del Acuerdo de París así como el compromiso de Colombia de una reducción del 51% de las emisiones para 2030, para lo cual el gas natural jugará un papel crucial en una transición energética justa y equitativa. El objetivo de la Compañía en asuntos ESG 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 Compañía está enfocada en generar valor para sus partes interesadas en forma sostenible, colaborativa, corresponsable, respetuosa y transparente. Con la transición de la Compañía al gas natural, ahora tiene una propuesta de valor ambientalmente amigable que contribuye a la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> en Colombia y provee un uso más eficiente de los recursos.

La Compañía continúa apoyando a sus comunidades en proyectos sociales esenciales como el 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, que están alineados con las mejores prácticas globales, y usa mecanismos de control que protegen los intereses de los accionistas, respetan y promueven los derechos humanos, garantizan el comportamiento ético, la integridad y la transparencia, velan por el cumplimiento normativo y minimizan el riesgo.

Para 2022 y posteriormente, la Compañía está comprometida con continuar desarrollando y manteniendo una estrategia ESG robusta y, en esa medida, está implementando un plan con las siguientes cuatro prioridades:

- 1) Un futuro con energía más limpia: entregar gas natural conforme a los más altos estándares de eficiencia ambiental y operativa.
- 2) Un equipo seguro y comprometido: mantener las mejores prácticas de salud y seguridad y promover una cultura diversa e inclusiva.

- 3) Un negocio transparente y ético: adoptar las mejores prácticas, incorporar el gobierno, fomentar el respeto de los derechos humanos y garantizar la ética y la integridad en todo lo que hace Canacol.
- 4) Una sociedad guiada por desarrollo sostenible: promover y mantener relaciones estrechas y transparentes que garanticen el crecimiento y la calidad de vida de las comunidades.

## PERSPECTIVA

Para lo que resta de 2023, la Compañía está enfocada en los siguientes objetivos: 1) la perforación de hasta 10 pozos de exploración y evaluación en un programa continuo que apunta a una tasa de reemplazo de reservas 2P de más del 200%; 2) la adquisición de 282 kilómetros cuadrados de sísmica de 3D en el bloque VIM-5 para expandir el inventario de prospectos de exploración de la Compañía; 3) continuar progresando en el proyecto del nuevo gasoducto de Jobo a Medellín, que agregará 100 MMcfd de nuevas ventas de gas al interior a finales de 2024, permitiendo a Canacol aumentar las ventas de gas a más de 300 MMcfd; 4) continuar retornando capital a los accionistas en forma de dividendos y recompra de acciones; y 5) continuar con el compromiso de fortalecer la estrategia y el reporte ambientales, sociales y de gobierno con el fin de mejorar la clasificación de la Compañía en varios índices de sostenibilidad.

## RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

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

	2022				2021			
	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1
<b>Financieros</b>								
Ingresos totales de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte	<b>67,956</b>	70,133	70,256	65,883	69,903	66,288	53,534	59,462
Fondos ajustados provenientes de las operaciones <sup>(1)</sup>	<b>(16,977)</b>	38,715	39,086	33,816	43,691	38,227	33,643	38,085
Por acción – básicos (\$) <sup>(1)(2)</sup>	<b>(0.50)</b>	1.15	1.15	1.00	1.25	1.10	0.95	1.05
Por acción – diluidos (\$) <sup>(1)(2)</sup>	<b>(0.50)</b>	1.15	1.15	1.00	1.25	1.10	0.95	1.05
Flujo de caja aportado (usado) por actividades operativas	<b>50,034</b>	61,994	35,338	38,063	28,881	57,046	(13)	37,900
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	<b>133,722</b>	(4,463)	(6,404)	24,415	7,024	8,790	2,424	(3,062)
Por acción – básica (\$) <sup>(2)</sup>	<b>3.92</b>	(0.15)	(0.20)	0.70	0.20	0.25	0.05	(0.10)
Por acción – diluida (\$) <sup>(2)</sup>	<b>3.92</b>	(0.15)	(0.20)	0.70	0.20	0.25	0.05	(0.10)
EBITDAX ajustado <sup>(1)</sup>	<b>52,003</b>	56,015	55,208	49,624	49,198	53,836	44,638	46,716
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico <sup>(2)</sup>	<b>34,113</b>	34,157	34,118	34,490	35,312	35,449	35,858	35,903
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido <sup>(2)</sup>	<b>34,113</b>	34,157	34,118	34,490	35,312	35,449	35,858	35,903
Gastos de capital en efectivo netos <sup>(1)</sup>	<b>50,382</b>	45,742	42,686	27,478	21,513	24,051	24,480	28,377
<b>Operaciones</b>								
Producción de gas natural, GNL y petróleo crudo <sup>(1)</sup>								
Gas natural y GNL (Mcfpd)	<b>177,985</b>	186,695	190,559	183,130	186,145	192,402	173,117	179,474
Petróleo de Colombia (bopd)	<b>546</b>	544	571	428	244	394	262	256
Total (boepd)	<b>31,771</b>	33,298	34,002	32,556	32,901	34,149	30,633	31,743
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías <sup>(1)</sup>								
Gas natural y GNL (Mcfpd)	<b>175,580</b>	184,163	187,963	181,813	185,896	190,553	171,463	177,633
Petróleo de Colombia (bopd)	<b>541</b>	558	565	412	490	168	209	307
Total (boepd)	<b>31,345</b>	32,867	33,541	32,309	33,103	33,598	30,290	31,471
Ganancias operacionales netas <sup>(1)</sup>								
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	<b>3.73</b>	3.73	3.66	3.58	3.59	3.49	3.14	3.36
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	<b>22.81</b>	27.48	27.49	14.23	21.93	30.93	33.54	34.06
Corporativas (\$/boe)	<b>21.27</b>	21.31	21.02	20.33	20.51	19.96	17.98	19.33

(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.

## RESUMEN DE LA INFORMACIÓN ANUAL

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

Año terminado en diciembre 31 de	2022	2021	2020
<b>Financieros</b>			
Ingresos totales de gas natural, y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte	274,228	249,187	244,609
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	147,270	15,177	(4,743)
Por acción – básica (\$) <sup>(2)</sup>	4.31	0.43	(0.13)
Por acción – diluida (\$) <sup>(2)</sup>	4.31	0.43	(0.13)
Fondos ajustados provenientes de las operaciones <sup>(1)</sup>	94,640	153,847	145,122
Por acción – básicos (\$) <sup>(1)(2)</sup>	2.77	4.32	4.02
Por acción – diluidos (\$) <sup>(1)(2)</sup>	2.77	4.32	4.02
Flujos de efectivo provenientes de las operaciones	185,429	123,814	152,325
EBITDAX ajustado <sup>(1)</sup>	212,850	194,390	187,528
Efectivo y equivalentes a efectivo	58,518	138,523	68,280
Activos totales	1,014,848	843,760	749,792
Deuda total	550,752	557,709	415,209
Gastos de capital en efectivo netos <sup>(1)</sup>	166,288	99,940	83,964
<b>Operacionales</b>			
Producción de gas natural y petróleo crudo, antes de regalías <sup>(1)</sup>			
Gas natural (Mcfpd)	184,584	182,829	171,126
Petróleo de Colombia (bopd)	522	289	291
Total (boepd)	32,905	32,364	30,313
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías <sup>(1)</sup>			
Gas natural (Mcfpd)	182,367	181,434	171,600
Petróleo de Colombia (bopd)	519	294	286
Total (boepd)	32,513	32,124	30,392
Ganancias operacionales netas (\$/boe) <sup>(1)</sup>			
Gas natural (\$/Mcf)	3.68	3.40	3.57
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	23.69	28.39	18.57
Corporativas (\$/boe)	20.99	19.48	20.34

(1) Medida que no está en las NIIF. Ver la sección previa “Medidas que no están en las NIIF”.

(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 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 Compañía.

En enero 30 de 2020, la Organización Mundial de la Salud declaró el brote de COVID-19 como una Emergencia de Salud Pública de Importancia Internacional, y en marzo 11 de 2020 caracterizó al COVID-19 como una pandemia. Un brote local, regional, nacional o internacional de una enfermedad contagiosa, como COVID-19 u otras enfermedades similares, resulta: en una disminución significativa de la actividad económica en la región operativa de Colombia, fluctuaciones monetarias, disminución de la disposición de las personas a viajar, restricciones de movilidad impuestas u otras medidas de cuarentena a través de regulaciones gubernamentales, e interrupciones comerciales debido a brotes o cuarentenas requeridas en una o más de las instalaciones de la Compañía. Si bien los efectos de este brote están disminuyendo, es posible que haya más interrupciones del negocio y pueden tener un efecto adverso significativo en la situación financiera y los resultados financieros de la Compañía.

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

La Compañía 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 Compañía 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 2022, la Compañía no ha suscrito ninguna cobertura de moneda extranjera.

La mayoría de la deuda con intereses de la Compañía, incluidos los Títulos Preferenciales, está sujeta a tasas de interés fijas, lo que limita la exposición de la Compañía al riesgo de tasa de interés. La Deuda con Banco Colombiano, el Préstamo Puente y la Línea de Crédito Rotativo de la Compañía, al utilizarse, están sujetos a tasas de interés variables. Los demás activos y pasivos financieros de la Compañía 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 Compañía, sino que también pueden afectar la capacidad de la Compañía para obtener capital, si es necesario. La exposición de la Compañía a la volatilidad de los precios al contado del gas natural es limitada debido a que una parte significativa del gas natural de la Compañía se vende bajo contratos de precio fijo denominados en USD.

La política de la Compañía 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 Compañía no ha experimentado ninguna pérdida crediticia importante en el cobro de sus cuentas comerciales por cobrar.

La Compañía 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 Compañía 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 Compañía para el año terminado en diciembre 31 de 2022, según se ha radicado en SEDAR y se incorpora aquí por referencia.

## POLÍTICAS CONTABLES Y ESTIMADOS CRÍTICOS

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

## CAMBIOS EN POLÍTICAS CONTABLES

La Compañía no ha implementado nuevas políticas contables durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2022. 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 Compañía a diciembre 31 de 2022. Con base en esta evaluación, se concluyó que el diseño y la operación de los C&PR de la Compañía son efectivos a diciembre 31 de 2022.

### 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. El CEO y el CFO de la Compañía, con el apoyo de la administración, han evaluado la efectividad del diseño y la operación de los CIIF de la Compañía a diciembre 31 de 2022 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 Compañía son efectivos a diciembre 31 de 2022.

Durante los tres meses terminados en diciembre 31 de 2022, no ha habido cambios en los CIIF de la Compañía que hayan afectado significativamente, o que sea razonablemente probable que afecten significativamente, los CIIF de la Compañía.

### Limitaciones de los Controles y Procedimientos

La administración de la Compañía, incluidos su CEO y su CFO, consideran que, sin importar cuán bien concebido y operado sea un C&PR o CIIF, solamente puede brindar seguridad razonable, no absoluta, sobre que se cumplen los objetivos del sistema de control. Además, el diseño de un sistema de control debe reflejar el hecho de que hay limitaciones de recursos, y que los beneficios de los controles deben ser considerados en relación con sus costos. Debido a las limitaciones inherentes en todos los sistemas de control, no pueden ofrecer seguridad absoluta de que todos los problemas de control y los casos de fraude dentro de la Compañía, si los ha habido, han sido prevenidos o detectados. Estas limitaciones inherentes incluyen las realidades de que los juicios en la toma de decisiones pueden ser deficientes, y que pueden presentarse fallas 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.