

# CANACOL ENERGY LTD.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN  
TRES MESES TERMINADOS EN MARZO 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 marzo 31 de		
	2022	2021	Cambio
Ingresos totales de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte	73,667	65,818	12%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones <sup>(1)</sup>	33,816	38,286	(12%)
Por acción – básicos (\$) <sup>(1)</sup>	0.20	0.21	(5%)
Por acción – diluidos (\$) <sup>(1)</sup>	0.20	0.21	(5%)
Ingreso (pérdida) neto y otro ingreso (pérdida) total	24,415	(3,062)	n/a
Por acción – básicos (\$) <sup>(1)</sup>	0.14	(0.02)	n/a
Por acción – diluidos (\$) <sup>(1)</sup>	0.14	(0.02)	n/a
Flujo de caja aportado por actividades operativas	38,063	37,900	—
Por acción – básico (\$) <sup>(1)</sup>	0.22	0.21	5%
Por acción – diluido (\$) <sup>(1)</sup>	0.22	0.21	5%
EBITDAX ajustado <sup>(1)</sup>	49,624	46,716	6%
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	172,451	179,515	(4%)
Gastos de capital, netos de disposiciones <sup>(1)</sup>	26,643	27,844	(4%)
	<b>Marzo 31 de 2021</b>	<b>Dic 31 de 2021</b>	<b>Cambio</b>
Efectivo y equivalentes a efectivo	126,083	138,523	(9%)
Superávit de capital de trabajo	130,325	148,124	(12%)
Deuda total	559,295	557,709	—
Activos totales	854,711	843,760	1%
Acciones ordinarias, final del período (000)	170,859	176,167	(3%)
Operativos	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2022	2021	Cambio
Producción de gas natural, GNL y petróleo crudo <sup>(1)</sup>	183,130	179,474	2%
Gas natural y GNL (MMscfpd)	428	256	67%
Petróleo de Colombia (bopd)	32,556	31,743	3%
Total (boepd)			
Ventas contractuales realizadas <sup>(1)</sup>	181,813	177,633	2%
Gas natural y GNL (MMscfpd)	412	307	34%
Petróleo de Colombia (bopd)	32,309	31,471	3%
Total (boepd)			
Ganancia operacional neta <sup>(1)</sup>			
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	3.58	3.36	7%
Petróleo de Colombia (\$/bopd)	14.23	34.06	(58%)
Corporativa (\$/boe)	20.33	19.33	5%

(1) Medidas que no están en las NIIF. Ver la sección “Medidas que no están en las NIIF” en el 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 - 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.

### Advertencias

El siguiente informe de discusión y análisis de la administración (“MD&A”) tiene fecha mayo 11 de 2022 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 meses terminados en marzo 31 de 2022 (los “estados financieros”), y los estados financieros consolidados auditados y el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2021. Los estados financieros han sido preparados de acuerdo con el Estándar Contable Internacional 34, “Informes financieros intermedios”, y todos los montos contenidos aquí están expresados en dólares de Estados Unidos (“USD”), salvo que se indique otra cosa, y todos los montos en tablas están expresados en miles de USD, salvo los montos por acción o salvo que se indique otra cosa. Se puede encontrar información adicional de la Compañía, incluido el Formulario de Información Anual, en SEDAR en [www.sedar.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 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 las licencias ambientales exigidas para la construcción de la tubería desde las operaciones de la Compañía a Medellín serán obtenidas, o que se obtendrán contratos adicionales de ventas de gas natural, o que las regalías valoradas 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, o implícitos, en estos planteamientos de proyecciones a futuro y, por consiguiente, no puede asegurarse que alguno de los eventos esperados en tales planteamientos de proyecciones a futuro ocurrirá; ni cuáles beneficios reportará a la Compañía, si alguno de ellos llega a ocurrir.*

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 y pueden ser proyecciones a futuro y contener estimados, supuestos e incertidumbres que pueden hacer que los resultados o las consecuencias reales difieran sustancialmente de los expresados en tales planteamientos de proyecciones a futuro. 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 para exploración y producción y las actividades relacionadas; las fluctuaciones de 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.

A los lectores igualmente se les advierte que no deben tener una confianza indebida 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 sus 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, el pago de un pasivo de liquidación de litigio y los cambios en el capital de trabajo distinto a efectivo. El EBITDAX ajustado es calculado en forma continua para los últimos 12 meses y se define como ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total ajustado(a) para 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, para el pago de dividendos y para el pago de su deuda. Estas medidas no deben ser consideradas como una alternativa a, ni como más significativas que, el efectivo aportado por actividades operativas o el ingreso (pérdida) neto(a) y el(la) ingreso (pérdida) total según lo determinado conforme a las NIIF como un indicador del desempeño de la Compañía. La determinación por parte de la Compañía de estas medidas puede no ser comparable con la reportada por otras compañías.

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

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

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2022	2021
Flujo de caja aportado por actividades operativas	\$ 38,063	\$ 37,900
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	(4,247)	185
Pago del pasivo de liquidación de litigio <sup>(1)</sup>	—	201
<b>Fondos ajustados provenientes de las operaciones</b>	<b>\$ 33,816</b>	<b>\$ 38,286</b>

(1) El pasivo de liquidación de litigio estaba relacionado con una disputa de gastos de transporte y, en esa medida, los pagos fueron incluidos en los flujos de caja aportados por las actividades operativas durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021.

La siguiente tabla concilia el(la) ingreso (pérdida) neto(a) y el(la) ingreso (pérdida) total de la Compañía con el EBITDAX ajustado:

	2021		2022		Período total
	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Trimestre 1	
Ingreso neto e ingreso total	\$ 2,425	\$ 8,790	\$ 7,024	\$ 24,415	\$ 42,654
(+) Gasto de interés	8,078	7,587	8,069	8,513	32,247
(+) Gasto de impuesto sobre la renta	4,769	16,034	5,949	1,203	27,955
(+) Agotamiento y depreciación	15,930	17,626	17,288	16,668	67,512
(+) Gastos de exploración	5,671	202	7,570	—	13,443
(+) Costos previos a la licencia	819	538	726	450	2,533
(+/-) Ganancia (pérdida) en diferencia en cambio no realizada	4,050	854	1,318	(2,548)	3,674
(+/-) Otros gastos distintos a efectivo e ítems no recurrentes	2,897	2,206	1,254	923	7,280
<b>EBITDAX ajustado</b>	<b>\$ 44,639</b>	<b>\$ 53,837</b>	<b>\$ 49,198</b>	<b>\$ 49,624</b>	<b>\$ 197,298</b>

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 el ingreso, neto de gasto de transporte, menos regalías, menos gastos operativos, calculada por unidades de volúmenes de ventas. La ganancia operacional neta es una medida importante al evaluar el desempeño operacional pues demuestra la rentabilidad en relación con los precios corrientes de productos básicos.

La ganancia operacional neta, tal como se han 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 millones de pies cúbicos estándares por día (“MMscfpd”) en este MD&A.

## Aspectos financieros y operacionales destacados para los tres meses terminados en marzo 31 de 2022

- Los volúmenes de ventas contractuales realizadas de gas natural y gas natural licuado (“GNL”) aumentaron un 2% a 181.8 MMscfpd para los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, en comparación con 177.6 MMscfpd para el mismo período en 2021. Los volúmenes de producción promedio de gas natural y GNL aumentaron un 2% a 183.1 MMscfpd para los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, en comparación con 179.5 MMscfpd para el mismo período en 2021. El aumento se debe principalmente a un aumento en las ventas contratadas de gas natural bajo contratos de firma en 2022.
- El ingreso total de gas natural y GNL, neto de regalías y gastos de transporte, para los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, aumentó un 10% a \$64.3 millones, en comparación con \$58.2 millones para el mismo período en 2021, lo cual es principalmente atribuible a un aumento en la producción de gas natural y un aumento en el promedio de los precios de venta, netos de costos de transporte.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones disminuyeron un 12% a \$33.8 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, en comparación con \$38.3 millones para el mismo período en 2021. La disminución se debe principalmente a un gasto de impuesto corriente más alto para los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, compensado por ingresos más altos, netos de regalías y gastos de transporte.
- El EBITDAX ajustado aumentó un 6% a \$49.6 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, en comparación con \$46.7 millones para el mismo período en 2021.
- La Compañía realizó una ganancia neta de \$24.4 millones para los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, en comparación con una pérdida neta de \$3.1 millones para el mismo período en 2021. El gasto de impuesto diferido distinto a efectivo reconocido de \$11.3 millones resultó en una pérdida neta durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2021, en comparación con una recuperación de impuesto diferido de \$12.2 millones reconocida durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022. La fluctuación de los impuestos diferidos se debió principalmente al efecto de la tasa de cambio del peso colombiano (“COP”) sobre el valor de las pérdidas de impuestos no usadas y los grupos de costos según se explica con más detalle en la sección “Impuesto sobre la renta” de este MD&A
- La ganancia operacional neta de gas natural y GNL de la Compañía aumentó un 7% a \$3.58 por Mcf en los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, en comparación con \$3.36 por Mcf para el mismo período en 2021. El aumento se debe principalmente a un aumento en los precios promedios de venta, netos de gastos de transporte. El aumento fue compensado por gastos operativos por Mcf más altos de \$0.36 por Mcf durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, en comparación con \$0.28 por Mcf para el mismo período en 2021, principalmente debido a costos de mantenimiento más altos.
- Los gastos de capital netos para los tres meses terminados en marzo 31 de 2022 fueron de \$26.6 millones. Los gastos de capital netos incluyeron ajustes distintos a efectivo principalmente relacionados con obligaciones de desmantelamiento y activos de derecho de uso arrendados de \$2.5 millones.
- A marzo 31 de 2022, la Compañía tenía \$126.1 millones en efectivo y equivalentes a efectivo y \$130.3 millones en superávit de capital de trabajo.

### Resultados de las operaciones

Para los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de los campos Nelson, Palmer, Nispero, Cañahuat y San Marcos en el bloque Esperanza, los campos Clarinete, Pandereta y Oboe, en el bloque VIM-5 y los campos Toronja, Arandala, Breva y Aguas Vivas 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 propiedad Rancho Hermoso en Colombia (“Petróleo de Colombia”). La producción de GNL de la Compañía fue inferior al uno por ciento de la producción total de gas natural y GNL, por lo cual los resultados han sido combinados como “Gas natural y GNL”.

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, la Compañía perforó el pozo de desarrollo Toronja-2, situado en su bloque VIM-21, y alcanzó una profundidad total de 6,899 pies de profundidad medida (“ft md”) dentro del depósito primario de arenisca de Porquero. El pozo encontró una profundidad vertical total (“TVD” [por su sigla en inglés]) de 29 pies de zona productiva neta de gas dentro del objetivo del depósito de arenisca de Porquero. El pozo actualmente está conectado y puesto en producción permanente.

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, la Compañía perforó el pozo de exploración Carambolo-1, situado en su bloque VIM-21, apuntando a la formación contentiva de gas dentro del depósito de arenisca de Ciénaga de Oro (“CDO”). El Carambolo-1 ha sido entubado como un descubrimiento de gas.

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022 la Compañía perforó lateralmente el pozo Chirimía-1 con el objetivo de restablecer la producción de gas dentro del depósito de arenisca de CDO. El pozo original, Chirimía-1, fue perforado en 2018 y posteriormente experimentó problemas mecánicos que han impedido que el pozo esté en producción desde 2019. El pozo será completado y puesto en producción dentro de las próximas cuatro semanas.

Además de sus campos productivos, la Compañía tiene participaciones en una serie de bloques de exploración en Colombia.

## 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 marzo 31 de		
	2022	2021	Cambio
<b>Gas Natural y GNL (MMscfpd)</b>			
Producción de gas natural y GNL	183,130	179,474	2%
Consumo de campo	(1,721)	(1,918)	(10%)
Ventas de gas natural y GNL <sup>(1)</sup>	181,409	177,556	2%
Volúmenes en firme <sup>(2)</sup>	404	77	425%
<b>Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL</b>	<b>181,813</b>	<b>177,633</b>	<b>2%</b>
<b>Petróleo de Colombia (bopd)</b>			
Producción de petróleo crudo	428	256	67%
Movimientos de inventario y otros	(16)	51	n/a
<b>Ventas de petróleo de Colombia</b>	<b>412</b>	<b>307</b>	<b>34%</b>
<b>Corporativo (boepd / bopd)</b>			
Producción de gas natural y GNL <sup>(1)</sup>	32,128	31,487	2%
Producción de petróleo de Colombia	428	256	67%
Producción total	32,556	31,743	3%
Consumo de campo e inventario	(318)	(286)	11%
Ventas corporativas totales	32,238	31,457	2%
Volúmenes en firme <sup>(2)</sup>	71	14	407%
<b>Ventas contractuales realizadas totales</b>	<b>32,309</b>	<b>31,471</b>	<b>3%</b>

<sup>(1)</sup> Los volúmenes de ventas de gas natural y GNL excluyeron las ventas de gas natural relacionadas con un contrato a largo plazo de un comprador según lo descrito en "Comercialización de gas natural" en la sección de "Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte" de este MD&A.

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 un monto normalmente pequeño de volumen de gas que es consumido 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 las cuales 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.

El aumento del 2% en los volúmenes de producción de gas natural y GNL durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, en comparación con el mismo período en 2021, se debe principalmente a: i) un aumento de los volúmenes de venta de gas natural contratados bajo contratos en firme en 2022 y ii) que algunos compradores tomaron menos tiempo de inactividad contractual durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022.

Las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL para los tres meses terminados en marzo 31 de 2022 promediaron aproximadamente 181.8 MMscfpd. Las ventas contractuales realizadas se definen como gas natural y GNL producidos y vendidos más el ingreso recibido de contratos en firme nominados sin entrega real de gas natural o GNL y con expiración de los derechos de los clientes de tomar las entregas más las compras de gas natural.

## Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2022	2021	Cambio
<b>Gas Natural y GNL</b>			
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 85,080	\$ 78,808	8%
Gastos de transporte	(8,952)	(9,274)	(3%)
Ingresos, netos de gastos de transporte	76,128	69,534	9%
Regalías	(11,834)	(11,300)	5%
<b>Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte</b>	<b>\$ 64,294</b>	<b>\$ 58,234</b>	<b>10%</b>
<b>Petróleo de Colombia</b>			
Ingresos de petróleo crudo	\$ 1,633	\$ 1,303	25%
Gastos de transporte	(87)	1	n/a
Ingresos, netos de gastos de transporte	1,546	1,304	19%
Regalías	(100)	(100)	—
<b>Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte</b>	<b>\$ 1,446</b>	<b>\$ 1,204</b>	<b>20%</b>
<b>Corporativo</b>			
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 85,080	\$ 78,808	8%
Ingresos de petróleo crudo	1,633	1,303	25%
Ingresos totales	86,713	80,111	8%
Regalías	(11,934)	(11,400)	5%
Ingresos de producción de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías	74,779	68,711	9%
Ingreso de gas natural en firme (2)	143	24	496%
<b>Ingresos de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías, según lo reportado</b>	<b>74,922</b>	<b>68,735</b>	<b>9%</b>
Ingresos de comercialización de gas natural	7,784	6,356	22%
Ingresos totales de gas natural, GNL y petróleo crudo, después de regalías	82,706	75,091	10%
Gastos de transporte	(9,039)	(9,273)	(3%)
<b>Ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte</b>	<b>\$ 73,667</b>	<b>\$ 65,818</b>	<b>12%</b>

## Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022 la Compañía realizó \$0.1 millones de ingresos en firme (según se describen en (2) en la página 5 de este MD&A), los cuales son equivalentes a 0.4 MMscfpd de ventas de gas y GNL, sin entrega real del gas natural o el GNL.

A marzo 31 de 2022 la Compañía tuvo ingresos diferidos de \$4.1 millones que se relacionan con nominaciones de ventas de gas natural y GNL sin entrega real para las cuales los compradores tienen un derecho legal de tomar la entrega en una fecha de vencimiento posterior, momento en el cual se reconocerán como ingreso.

### Comercialización de gas natural

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2022	2021	Cambio
Ingreso de comercialización de gas natural	\$ 7,784	\$ 6,356	22%
Costo de compra de gas natural	(7,410)	(6,321)	17%
Ganancia en comercialización de gas natural	\$ 374	\$ 35	969%

La Compañía reconoció \$7.8 millones (\$6.4 millones en 2021) de ingresos de comercialización de gas natural e incurrió en costos de compra de gas de \$7.4 millones (\$6.3 millones en 2021) durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, relacionados con la entrega de un contrato a largo plazo de un comprador.

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

### 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 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 sobre tales contratos son compensados con precios brutos de venta 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 neto promedio de venta realizado que en cualquier caso es neto de cualquier costo de transporte, independientemente de cuál parte incurre en el gasto de transporte.

Los gastos de transporte de gas natural disminuyeron un 3% durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, en comparación con el mismo período en 2021, principalmente debido a la disminución del volumen de ventas de gas natural sujeto a gastos de transporte, según lo descrito anteriormente, en comparación con el mismo período en 2021.

### Regalías de gas natural

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2022	2021	Cambio
<b>Gas Natural</b>			
Regalías de Esperanza	\$ 1,260	\$ 1,942	(35%)
Regalías de VIM-5	8,322	9,014	(8%)
Regalías de VIM-21	2,252	344	555%
<b>Gasto de regalías</b>	<b>\$ 11,834</b>	<b>\$ 11,300</b>	<b>5%</b>
<b>Tasas de regalías de gas natural</b>			
Esperanza	8.4%	7.1%	18%
VIM-5	23%	23.7%	(3%)
VIM-21	9.4%	9.7%	(3%)
<b>Tasa de regalías de gas natural</b>	<b>15.5%</b>	<b>16.3%</b>	<b>(5%)</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 125,000 boepd. La producción de gas natural de la Compañía en Esperanza y VIM-5 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 del 13% y el 3%, respectivamente.

La tasa de regalía del gas natural disminuyó un 5% a 15.5% durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, en comparación con 16.3% para el mismo período en 2021, principalmente debido a una menor producción en el bloque VIM-5, que está sujeta a una tasa de regalía más alta. Adicionalmente, la tasa de regalía de VIM-5 fue ligeramente más baja, en comparación con 2021, como consecuencia de menor producción en algunos campos en exceso del umbral de 5,000 boepd, punto en el cual, está sujeta a una tasa de regalía más alta, según lo descrito anteriormente. Las regalías de VIM-21 de la Compañía aumentaron durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, en comparación con el mismo período en 2021, principalmente debido a mayor producción del descubrimiento de gas natural en Aguas Vivas.



## Precios promedios de referencia y de venta realizados, netos de transporte

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2022	2021	Cambio
<b>Precios promedios de referencia</b>			
Henry Hub (\$/Mcf)	\$ 4.57	\$ 2.72	68%
Alberta Energy Company (\$/Mcf)	\$ 3.68	\$ 2.30	60%
Brent (\$/bbl)	\$ 97.38	\$ 61.07	59%
<b>Precios promedios de venta, netos de transporte</b>			
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 4.66	\$ 4.35	7%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 41.69	\$ 47.20	(12%)
<b>Promedio corporativo (\$/boe)</b>	\$ 26.77	\$ 25.02	7%

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

El aumento del 7% en los precios promedios de venta de gas natural y GNL netos de transporte, de \$4.35 por Mcf a \$4.66 por Mcf durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, en comparación con el mismo período en 2021, se debe principalmente a ventas con precios más altos de contratos fijos y en el mercado al contado. El aumento de los precios de venta en el mercado al contado fue consecuencia de una oferta más ajustada durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022.

La disminución en los precios promedios de venta de petróleo crudo durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, en comparación con el mismo período en 2021, se debe principalmente al aumento de la producción de petróleo en Colombia de dos pozos previamente suspendidos que fueron puestos en producción durante el primer trimestre de 2022, los cuales están sujetos a un precio de tarifa fija más bajo, de conformidad con el acuerdo de operación conjunta.

## Gastos operativos

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2022	2021	Cambio
Gas natural y GNL	\$ 5,844	\$ 4,441	\$ 32%
Petróleo de Colombia	\$ 918	\$ 263	\$ 249%
<b>Gastos operativos totales</b>	\$ 6,762	\$ 4,704	\$ 44%
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 0.36	\$ 0.28	\$ 29%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 24.76	\$ 9.52	\$ 160%
<b>Corporativo (\$/boe)</b>	\$ 2.33	\$ 1.66	\$ 40%

Los gastos operativos de gas natural y GNL por Mcf aumentaron un 29% a \$0.36 por Mcf para los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, en comparación con \$0.28 por Mcf para el mismo período en 2021. El aumento se debe principalmente al mantenimiento realizado durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, que normalmente sería realizado a lo largo del año.

Los gastos operativos del petróleo crudo aumentaron un 249% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, en comparación con el mismo período en 2021, principalmente debido a una recuperación de socio más baja de los costos operativos debido a precios de referencia en exceso de \$70/bbl, de conformidad con el acuerdo de operación conjunta.

## Ganancias operacionales netas

\$/Mcf	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2022	2021	Cambio
<b>Gas Natural y GNL</b>			
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 4.66	\$ 4.35	7%
Regalías	(0.72)	(0.71)	1%
Gastos operativos	(0.36)	(0.28)	29%
<b>Ganancia operacional neta</b>	\$ 3.58	\$ 3.36	7%

\$/bbl	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2022	2021	Cambio
<b>Petróleo de Colombia</b>			
Ingreso, neto de gasto de transporte <sup>(1)</sup>	\$ 41.69	\$ 47.20	(12%)
Regalías	(2.70)	(3.62)	(25%)
Gastos operativos <sup>(2)</sup>	(24.76)	(9.52)	160%
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 14.23</b>	<b>\$ 34.06</b>	<b>(58%)</b>

(1) Remítase a la sección “Precios promedios de referencia y de venta realizados, netos de transporte” en este MD&A para más información.

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

\$/boe	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2022	2021	Cambio
<b>Corporativo</b>			
Ingreso, neto de gasto de transporte	\$ 26.77	\$ 25.02	7%
Regalías	(4.11)	(4.03)	2%
Gastos operativos	(2.33)	(1.66)	40%
<b>Ganancia operacional neta</b>	<b>\$ 20.33</b>	<b>\$ 19.33</b>	<b>5%</b>

## Gastos generales y administrativos

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2022	2021	Cambio
Costos brutos	\$ 8,504	\$ 8,008	6%
Menos: montos capitalizados	(2,014)	(1,337)	51%
<b>Gastos generales y administrativos</b>	<b>\$ 6,490</b>	<b>\$ 6,671</b>	<b>(3%)</b>
<b>\$/boe</b>	<b>\$ 2.24</b>	<b>\$ 2.36</b>	<b>(5%)</b>

Los costos generales y administrativos (“G&A”) brutos aumentaron un 6% durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, en comparación con el mismo período en 2021, principalmente debido a costos de personal más altos e inflación.

Los G&A por boe disminuyeron un 5% durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, en comparación con el mismo período en 2021, principalmente debido a volúmenes de ventas de gas natural y GNL más altos durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, en adición a montos capitalizados más altos relacionados con algunos proyectos. Se espera que los costos brutos anuales se mantengan relativamente iguales en tanto la base de producción de la Compañía crezca, lo cual hará que los G&A por boe disminuyan más en el futuro.

## Gasto financiero neto

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2022	2021	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	\$ 8,324	\$ 7,520	11%
Gastos de financiación distintos a efectivo	1,979	906	118%
<b>Gasto financiero neto</b>	<b>\$ 10,303</b>	<b>\$ 8,426</b>	<b>22%</b>

El gasto financiero neto aumentó un 22% durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, en comparación con el mismo período en 2021, principalmente debido a la amortización de costos iniciales de la transacción y gasto de interés en relación con la refinanciación de los Títulos Preferenciales. El monto del 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%. El aumento fue compensado por el interés más alto en que se incurrió en 2021 en relación con la deuda con el banco Credit Suisse y la obligación de liquidación del litigio, que fueron liquidadas y estaban sujetas a tasas de interés más altas de aproximadamente 4.6% (LIBOR + 4.25%) y 8.74%, respectivamente.

## Gasto de remuneración basada en acciones

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2022	2021	Cambio
Gasto de unidad liquidada en acciones	\$ 81	\$ 204	(60%)
Gasto de unidad liquidada en efectivo	1,623	363	347%
<b>Remuneración basada en acciones</b>	<b>\$ 1,704</b>	<b>\$ 567</b>	<b>201%</b>

El gasto de liquidación en acciones es un gasto distinto a efectivo reconocido con base en el valor razonable de unidades teóricas otorgadas reconocido sobre una base de adquisición gradual durante el tiempo de otorgamiento. El valor razonable de las unidades teóricas otorgadas se estimó usando el modelo de fijación de precios de Black-Scholes. El gasto de unidades liquidadas en acciones disminuyó durante los tres meses terminados el 31 de marzo de 2022, en comparación con el mismo período en 2021, como consecuencia de la amortización de menos unidades teóricas debido a que algunas unidades teóricas expiraron.

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 términos de adquisición y revaluadas en cada período con base en el precio de la acción de la Compañía. El gasto de unidades liquidadas en efectivo aumentó durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, principalmente debido a los tiempos de otorgamiento de las UAR, y las PSU y DSU otorgadas hacia finales de 2021.

## Gasto por agotamiento y depreciación

	Tres meses terminados en marzo 31 de		
	2022	2021	Cambio
Gasto de agotamiento y depreciación	\$ 16,668	\$ 16,903	(1%)
\$/boe	\$ 5.74	\$ 5.97	(4%)

El gasto por agotamiento y depreciación disminuyó un 1% durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, en comparación con el mismo período en 2021, principalmente debido a costos de desarrollo futuros más bajos incluidos en la base de agotamiento a marzo 31 de 2022.

## Gasto de impuesto sobre la renta

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2022	2021
Gasto de impuesto sobre la renta corriente	\$ 13,362	\$ 5,864
Gasto (recuperación) de impuesto sobre la renta diferido	(12,159)	11,273
<b>Gasto de impuesto sobre la renta</b>	<b>\$ 1,203</b>	<b>\$ 17,137</b>

El ingreso de la Compañía antes de impuestos estuvo sujeto a la tasa de impuesto de renta reglamentaria en Colombia del 35% para los tres meses terminados en marzo 31 de 2022. La tasa de impuesto de renta reglamentaria en Colombia está actualmente establecida para que se mantenga igual en el futuro.

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, el gasto de impuesto de renta corriente aumentó, en comparación con el mismo período en 2021, principalmente debido a: i) el aumento de la tasa de impuesto anual de 31% en 2021 a 35% en 2022 y ii) algunas cancelaciones, incluyendo gastos de exploración, deducidas del ingreso gravable en 2021.

Las pérdidas de impuestos no usadas y los grupos de costos de la Compañía están denominados en COP, y son valorados en cada fecha de reporte usando la tasa de cambio a fin del período del COP al USD. La recuperación del impuesto sobre la renta diferido distinto a efectivo que se reconoció durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, de \$12.2 millones, fue principalmente como resultado de la revaluación del 6% de la tasa del COP al USD a marzo 31 de 2022 de 3,748:1, en comparación con la tasa a diciembre 31 de 2021 de 3,981:1.

## Pagos en efectivo de Impuesto sobre la renta

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2022	2021
Impuestos sobre la renta pagados	\$ 7,553	\$ 4,017

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, la Compañía pagó una cuota de impuesto de renta de \$3.3 millones. Adicionalmente, la Compañía también pagó cuotas de impuestos relacionadas con su gasto de impuesto de renta de 2022 de \$4.3 millones durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022.

## Gastos de Capital

	Tres meses terminados en marzo 31 de	
	2022	2021
Perforación y completamientos	\$ 9,619	\$ 17,513
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	7,274	5,964
Tierra, sísmica, comunidades y otros	8,571	3,802
G&A capitalizados	2,014	1,337
Ingresos netos sobre disposición de propiedades, planta y equipo	—	(239)
<b>Gastos de capital en efectivo netos</b>	<b>27,478</b>	<b>28,377</b>
Costos distintos a efectivo y ajustes:		
Activos de derecho de uso arrendados	1,902	119
Disposición	(3,367)	159
Costos distintos a efectivo y ajustes <sup>(1)</sup>	630	(811)
<b>Gastos de capital netos</b>	<b>\$ 26,643</b>	<b>\$ 27,844</b>
Gastos de capital netos contabilizados como:		
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 12,182	13,787
Gastos en propiedades, planta y equipo	17,828	14,137
Disposición	(3,367)	(80)
<b>Gastos de capital netos</b>	<b>\$ 26,643</b>	<b>\$ 27,844</b>

(1) Los costos distintos a efectivo y ajustes se relacionan principalmente con un cambio en el estimado relacionado con obligaciones de desmantelamiento.

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

- Costos de perforación y completamiento del pozo de desarrollo Toronja-2;
- Costos de perforación del pozo de exploración Carambolo-1;
- Costos de perforación del pozo de desarrollo Chirimía-1;
- Costos de sísmica 3D en el bloque VIM-5;
- Costos de diseño de ingeniería del gasoducto de Medellín;
- Costos previos a la perforación de Arandala-3, Oro Blanco-1 y Cornamusa;
- Costos relacionados con instalaciones en los bloques VIM-5 y Esperanza;
- Disposiciones relacionadas con algunos pozos y contratos de arrendamiento de Rancho Hermoso; y
- Tierra y otros costos en los bloques VIM-5, VMM-47, VIM-21 y VMM-45.

## Liquidez y recursos de capital

### Riesgo de moneda extranjera

A marzo 31 de 2022, la tasa de cambio del COP al USD fue de 3,748:1 (3,981:1 a diciembre 31 de 2021) y la tasa de cambio del CAD al USD fue de 1.25:1 (1.27:1 a diciembre 31 de 2021).

Durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022, la Compañía no tuvo un contrato de tasa de cambio.

### 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 los 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 de deuda corrientes y proyectados.

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 el manejo de su deuda neta, la Compañía prepara presupuestos anuales, los cuales se actualizan según sea necesario dependiendo de factores que varían, incluidos los precios corrientes y proyectados de productos básicos, los cambios en la estructura de capital, la ejecución del plan de negocio de la Compañía y las condiciones generales de la industria. El presupuesto anual es aprobado por la Junta Directiva y las actualizaciones son preparadas y revisadas según se requiera.

Los Títulos Preferenciales y el Préstamo Puente de la Compañía incluyen varios compromisos no financieros relacionados con endeudamiento, operaciones, inversiones, ventas de activos, gastos de capital y otros compromisos de negocio operativos estándares. La deuda con bancos de la Compañía también está sujeta a varios compromisos financieros, incluyendo una razón máxima de deuda total consolidada, menos efectivo y equivalentes a efectivo, a EBITDAX ajustado para los últimos doce meses ("Razón de Apalancamiento Consolidado") de 3.25:1.00 y una razón mínima de EBITDAX ajustado para los últimos doce meses a gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo ("Razón de Cobertura de Interés Consolidado") de 2.50:1.00.

A marzo 31 de 2022, la Compañía estaba en cumplimiento de los compromisos.

	Marzo 31 de 2022	Diciembre 31 de 2021
Títulos Preferenciales – capital (5.75%)	\$ 500,000	\$ 500,000
Préstamo Puente - capital (LIBOR + 4.25%)( <sup>1</sup> )	25,000	25,000
Préstamo Operativo - capital (IBR + 2%)( <sup>2</sup> )	2,668	2,513
Deuda con Banco Colombiano – capital (IBR + 2.5%)( <sup>2</sup> )	12,860	12,107
Obligación de arrendamiento	18,767	18,089
Deuda total	559,295	557,709
Menos: superávit de capital de trabajo	(130,325)	(148,124)
<b>Deuda neta</b>	<b>\$ 428,970</b>	<b>\$ 409,585</b>

(1) La tasa LIBOR durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022 fue de 2.10%.

(2) La tasa IBR aplicada al gasto de intereses durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2022 fue de 3.35%.

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

	Marzo 31 de 2022	Diciembre 31 de 2021
Deuda total	\$ 559,295	\$ 557,709
Menos: efectivo y equivalentes a efectivo	(126,083)	(138,523)
Deuda neta para fines del compromiso	\$ 433,212	\$ 419,186
EBITDAX ajustado	\$ 197,298	\$ 194,390
<b>Razón de Apalancamiento Consolidado</b>	<b>2.20</b>	<b>2.16</b>

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

	Marzo 31 de 2022	Diciembre 31 de 2021
EBITDAX ajustado	\$ 197,298	\$ 194,390
Gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo	\$ 32,247	\$ 31,488
<b>Razón de Cobertura de Interés Consolidado</b>	<b>6.12</b>	<b>6.17</b>

A mayo 11 de 2022, la Compañía tenía en circulación 170.9 millones de acciones ordinarias, 8.2 millones de unidades teóricas, 2.2 millones de UAR, 1 millón de PSU y 0.1 millones de 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 marzo 31 de 2022:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda de largo plazo - capital	\$ 2,668	\$ 37,860	\$ 500,000	540,528
Obligaciones de arrendamiento - no descontadas	4,410	6,438	8,812	19,660
Cuentas por pagar, comerciales y otras	65,635	—	—	65,635
Dividendo por pagar	7,110	—	—	7,110
Impuestos por pagar	6,148	—	—	6,148
Otras obligaciones de largo plazo	—	3,948	—	3,948
Pasivo de remuneración de incentivo a largo plazo	1,066	974	—	2,040
Contratos de exploración y producción	4,394	64,516	16,379	85,289
Contratos operativos de estaciones de compresión	2,674	5,510	7,938	16,122
	<b>\$ 94,105</b>	<b>\$ 119,246</b>	<b>\$ 533,129</b>	<b>746,480</b>

### Cartas de crédito

A marzo 31 de 2022, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$86.3 millones para garantizar compromisos de trabajo en bloques de exploración en Colombia y para garantizar otros compromisos contractuales, de los cuales \$4.1 millones de garantías financieras están relacionados con ciertos activos de petróleo previamente vendidos, que están programados para ser transferidos a más tardar en 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 marzo 31 de 2022 de \$85.3 millones y ha emitido \$41.4 millones en garantías financieras relacionadas con ellos.

### Transacciones con partes relacionadas

La Compañía tiene 41.7 millones de acciones y 18.4 millones de derechos de compra de Arrow Exploration Ltd. ("Arrow") valorados en \$5.1 millones y \$2.7 millones, respectivamente, a marzo 31 de 2022, y un saldo de cuentas por cobrar de \$3.4 millones. Una mitad del saldo restante de \$3.4 millones será pagada a más tardar en diciembre 31 de 2022 y la otra mitad será pagada a más tardar en junio 30 de 2023. En esa medida, la Compañía ha clasificado \$1.7 millones de sus \$3.4 millones de saldo por cobrar como no corriente a marzo 31 de 2022. Dos miembros del personal gerencial clave de Canacol son también miembros de la junta directiva de Arrow.

### Sostenibilidad

Canacol continúa comprometida con el fortalecimiento de su estrategia en asuntos ambientales, sociales y de gobierno ("ASG"). Canacol apoya con entusiasmo las metas globales para cumplir con los objetivos del Acuerdo de París, así como el compromiso de Colombia con una reducción del 51% en 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 ASG es mejorar la calidad de vida de millones de personas a través de la exploración, la producción y el suministro de gas natural convencional en Colombia. Junto con esto, la Compañía está enfocada en generar valor para sus grupos de interés de forma sostenible, colaborativa, responsable, respetuosa y transparente. Con la transición de la Compañía al gas natural, ahora tiene una propuesta de valor amigable con el medio ambiente 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 acceso a agua y servicios públicos, proyectos productivos, construcción y mejora de infraestructura pública y comunitaria, becas técnicas y universitarias, entre otros.

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

Para 2022 y posteriormente, la Compañía está comprometida con continuar desarrollando y manteniendo una estrategia ESG sólida y, en esa medida, está implementando un plan de seis años 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 incluyente.
3. Negocio transparente y ético - adoptar las mejores prácticas, fomentar el respeto de los derechos humanos y garantizar la ética y la integridad en las prácticas de Canacol.
4. Desarrollo sostenible - promover y mantener relaciones estrechas y transparentes que garanticen el crecimiento y la calidad de vida de las comunidades.

La Compañía planea anunciar sus objetivos de reducción de emisiones de carbono a corto y mediano plazo antes de finales de 2022, junto con un cronograma previsto para lograr cero emisiones netas. Mientras tanto, la Compañía se esfuerza en lograr intensidades de emisiones de gases de efecto invernadero (“GEI”) de alcance 1 y 2 que sean al menos 40% más bajas en promedio que las de sus colegas enfocados en gas (y 90% más bajas en promedio que las de sus colegas enfocados en petróleo) en Norteamérica y Suramérica.

## Perspectiva

Para lo que resta de 2022, La Compañía está enfocada en los siguientes objetivos: 1) perforación de hasta un total de doce pozos de exploración y desarrollo en un programa continuo, de los cuales cuatro pozos fueron perforados en el primer trimestre de 2022, apuntando a una razón de reemplazo de reservas 2P de más del 200% y un RLI [sigla en inglés de Índice de Vida de Reservas] 2P de 9.3 años; 2) adquisición de 470 kilómetros cuadrados de sísmica 3D en el bloque VIM-5 de la Compañía para expandir su inventario de prospectos de exploración; 3) compra de equipo de instalaciones de arrendamiento y la instalación de compresión de gas para reducir los gastos operativos y aumentar los factores de recuperación, respectivamente; 4) selección de un contratista para el nuevo gasoducto de Jobo a Medellín, que añadirá 100 MMscfpd (con expansión potencial de hasta 200 MMscfpd) de nuevas ventas de gas al interior a finales de 2024, con lo cual Canacol será responsable del 30% (hasta el 40%) del suministro nacional de gas en Colombia; 5) continuar con el retorno de capital a los accionistas en la forma de dividendos y recompras de acciones ordinarias; y 6) continuar con el compromiso de la Compañía con su estrategia ASG y el logro de intensidades de emisiones de GEI de alcance 1 y 2 que sean al menos 40% más bajas en promedio que las de sus colegas enfocados en gas (y 90% más bajas en promedio que las de sus colegas enfocados en petróleo) en Norteamérica y Suramérica.

## RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

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

	2022	2021				2020			
	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	
<b>Financieros</b>									
Ingresos totales de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte	<b>73,667</b>	77,073	72,802	59,969	65,818	63,976	57,429	54,405	
Fondos ajustados provenientes de las operaciones <sup>(1)</sup>	<b>33,816</b>	43,691	38,227	33,643	38,085	35,251	33,409	31,181	
Por acción – básicos (\$) <sup>(1)</sup>	<b>0.20</b>	0.25	0.22	0.19	0.21	0.20	0.18	0.17	
Por acción – diluidos (\$) <sup>(1)</sup>	<b>0.20</b>	0.25	0.22	0.19	0.21	0.20	0.18	0.17	
Flujo de caja aportado (usado) por actividades operativas	<b>38,063</b>	28,881	57,046	(13)	37,900	26,477	50,016	37,814	
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	<b>24,415</b>	7,024	8,790	2,424	(3,062)	921	2,609	17,715	
Por acción – básica (\$) <sup>(1)</sup>	<b>0.14</b>	0.04	0.05	0.01	(0.02)	0.01	0.01	0.10	
Por acción – diluida (\$) <sup>(1)</sup>	<b>0.14</b>	0.04	0.05	0.01	(0.02)	0.01	0.01	0.10	
EBITDAX ajustado <sup>(1)</sup>	<b>49,624</b>	49,198	53,836	44,638	46,716	45,941	42,303	40,415	
Promedio ponderado de acciones en circulación - básico	<b>172,451</b>	176,558	177,245	179,289	179,515	179,764	180,980	180,916	
Promedio ponderado de acciones en circulación - diluido	<b>172,451</b>	176,558	177,245	179,289	179,515	179,764	181,495	181,484	
Gastos de capital, netos de disposiciones <sup>(1)</sup>	<b>26,643</b>	21,556	24,177	26,363	27,844	29,366	26,437	8,269	
<b>Operaciones</b>									
Producción de gas natural, GNL y petróleo crudo <sup>(1)</sup>									
Gas natural y GNL (MMscfpd)	<b>183,130</b>	186,145	192,402	173,117	179,474	170,087	162,012	151,127	
Petróleo de Colombia (bopd)	<b>428</b>	244	394	262	256	287	317	245	
Total (boepd)	<b>32,556</b>	32,901	34,149	30,633	31,743	30,127	28,740	26,758	
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías <sup>(1)</sup>									
Gas natural y GNL (MMscfpd)	<b>181,813</b>	185,896	190,553	171,463	177,633	169,763	162,984	152,248	
Petróleo de Colombia (bopd)	<b>412</b>	490	168	209	307	300	347	197	
Total (boepd)	<b>32,309</b>	33,103	33,598	30,290	31,471	30,083	28,941	26,907	
Ganancias operacionales netas <sup>(1)</sup>									
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	<b>3.58</b>	3.59	3.49	3.14	3.36	3.58	3.47	3.63	
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	<b>14.23</b>	21.93	30.93	33.54	34.06	23.04	17.04	12.16	
Corporativas (\$/boe)	<b>20.33</b>	20.51	19.96	17.98	19.33	20.44	19.76	20.61	

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



## RIESGOS E INCERTIDUMBRES

No ha habido cambios significativos en los tres meses terminados en marzo 31 de 2022 para los riesgos e incertidumbres según están identificados en el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2021.

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 2021, según está archivado en SEDAR, incorporado por referencia en este documento.

## 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 marzo 31 de 2022. 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 bajo la legislación de valores es registrada, procesada, resumida y reportada dentro de los períodos de tiempo especificados en la legislación de valores. El Director Ejecutivo (“CEO” [por su sigla en inglés]) y el Director Financiero (“CFO” [por su sigla en inglés]), junto con otros miembros de la gerencia, 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 marzo 31 de 2022, no ha habido cambio en los CIIF de la Compañía que haya afectado significativamente, o que sea razonablemente probable que afecte significativamente, los CIIF de la Compañía.

### Limitaciones de los controles y procedimientos

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