

CANACOL ENERGY LTD.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
TRES Y SEIS MESES TERMINADOS EN JUNIO 30 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 junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2022	2021	Variación	2022	2021	Variación
Ingresos totales por gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte	78,022	59,969	30%	151,689	125,787	21%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	39,086	33,643	16%	72,902	71,929	1%
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.23	0.19	21%	0.42	0.40	5%
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.23	0.19	21%	0.42	0.40	5%
Ganancia (pérdida) neta y otra ganancia (pérdida) total	(6,404)	2,424	n/a	18,011	(638)	n/a
Por acción – básica (\$)	(0.04)	0.01	n/a	0.10	—	n/a
Por acción – diluida (\$)	(0.04)	0.01	n/a	0.10	—	n/a
Flujo de caja aportado (usado) por actividades operativas	35,338	(13)	n/a	73,401	37,887	94%
Por acción – básico (\$) ⁽¹⁾	0.21	—	n/a	0.43	0.21	105%
Por acción – diluido (\$) ⁽¹⁾	0.21	—	n/a	0.43	0.21	105%
EBITDAX ajustado ⁽¹⁾	55,208	44,638	24%	104,832	91,354	15%
Promedio ponderado de acciones en circulación - básico	170,589	179,289	(5%)	171,651	179,401	(4%)
Promedio ponderado de acciones en circulación - diluido	170,589	179,289	(5%)	171,651	179,401	(4%)
Gastos de capital, netos de disposiciones ⁽¹⁾	46,475	26,363	76%	73,118	54,207	35%
				Junio 30 de 2022	Diciembre 31 de 2021	Variación
Efectivo y equivalentes de efectivo				90,808	138,523	(34%)
Superávit de capital de trabajo				100,828	148,124	(32%)
Deuda total				554,298	557,709	(1%)
Activos totales				846,621	843,760	—
Acciones ordinarias, final del período (000)				170,859	176,167	(3%)
Operativos	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2022	2021	Variación	2022	2021	Variación
Producción de gas natural, GNL y petróleo crudo ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (MMscfpd)	190,559	173,117	10%	186,865	176,278	6%
Petróleo de Colombia (bopd)	571	262	118%	500	259	93%
Total (boepd)	34,002	30,633	11%	33,283	31,185	7%
Ventas contractuales realizadas ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (MMscfpd)	187,963	171,463	10%	184,905	174,532	6%
Petróleo de Colombia (bopd)	565	209	170%	489	258	90%
Total (boepd)	33,541	30,290	11%	32,929	30,878	7%
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	3.66	3.14	17%	3.63	3.25	12%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	27.49	33.54	(18%)	21.92	33.80	(35%)
Corporativo (\$/boe)	21.02	17.98	17%	20.69	18.67	11%

(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.

Advertencia

El siguiente informe de discusión y análisis de la administración (“MD&A”) tiene fecha agosto 10 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 y seis meses terminados en junio 30 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 son expresados en dólares de Estados Unidos (“USD”), salvo que se indique otra cosa, y todos los montos en tablas son expresados en miles de USD, salvo los montos por acción o salvo que se indique otra cosa. Se puede encontrar información adicional de la Compañía, incluido el Formulario de Información Anual, en SEDAR en www.sedar.com.

Planteamientos de proyecciones a futuro – *Cierta información incluida en este documento contiene planteamientos de proyecciones a futuro. Todas las declaraciones distintas a hechos históricos contenidas aquí son planteamientos de proyecciones a futuro, incluidos, sin limitación, los planteamientos relacionados con la situación financiera, la estrategia del negocio y las tasas de producción a futuro, así como los planes y objetivos de la Compañía o en los cuales ella está involucrada. Por su naturaleza, los planteamientos de proyecciones a futuro están sujetos a numerosos riesgos e incertidumbres, algunos de los cuales están por fuera del control de la Compañía, 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 durante este período volátil debido al COVID-19. Por consiguiente, no hay declaración de la Compañía en el sentido de que los

resultados reales obtenidos en el período proyectado serán, en todo o en parte, los mismos que fueron previstos. Salvo en la medida exigida por la ley, la Compañía no asume obligación de actualizar públicamente ni de revisar los planteamientos con proyecciones a futuro hechos en este MD&A o en otra parte, sea como resultado de nueva información, eventos futuros o de otra forma. A todos los planteamientos posteriores con proyecciones a futuro, sean orales o escritos, atribuibles a la Compañía o a personas que actúen a nombre de la Compañía, les son aplicables en su integridad estas declaraciones de advertencia.

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

Medidas que no están en las NIIF – Dos de las medidas de referencia que la Compañía usa para evaluar su desempeño son los fondos ajustados provenientes de las operaciones y el EBITDAX ajustado, que son medidas no definidas en las NIIF. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones representan el flujo de caja aportado (usado) por actividades operativas antes de la liquidación de obligaciones de desmantelamiento, el pago de un pasivo de liquidación de litigio y los cambios en capital de trabajo distinto a efectivo. 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 (usado) por actividades operativas de la Compañía con los fondos ajustados provenientes de las operaciones:

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2022	2021	2022	2021
Flujo de caja aportado (usado) por actividades operativas	\$ 35,338	\$ (13)	\$ 73,401	\$ 37,887
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	3,748	20,730	(499)	20,915
Pago de pasivo de liquidación de litigio ⁽¹⁾	—	12,872	—	13,073
Liquidación de obligaciones de desmantelamiento	—	54	—	54
Fondos ajustados provenientes de las operaciones	\$ 39,086	\$ 33,643	\$ 72,902	\$ 71,929

(1) La liquidación del pasivo de liquidación de litigio se relacionó con un conflicto de gasto de transporte y, en esa medida, los pagos regulares y la liquidación se incluyeron en los flujos de caja provenientes de actividades operativas durante los seis meses terminados en junio 30 de 2021.

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

	2021		2022		Período total
	Trimestre 3	Trimestre 4	Trimestre 1	Trimestre 2	
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	\$ 8,790	\$ 7,024	\$ 24,415	\$ (6,404)	\$ 33,825
(+) Gasto de interés	7,587	8,069	8,513	8,475	32,644
(+) Gasto de impuesto de renta	16,034	5,949	1,203	27,156	50,342
(+) Agotamiento y depreciación	17,626	17,288	16,668	18,284	69,866
(+) Gasto de exploración	202	7,570	—	—	7,772
(+) Costos previos a la licencia	538	726	450	535	2,249
(+/-) Pérdida (ganancia) en diferencia en cambio no realizada	854	1,318	(2,548)	2,995	2,619
(+/-) Otros gastos distintos a efectivo e ítems no recurrentes	2,206	1,254	923	4,167	8,550
EBITDAX ajustado	\$ 53,837	\$ 49,198	\$ 49,624	\$ 55,208	\$ 207,867

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

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

En este MD&A se utiliza la expresión “boe”. El boe puede ser engañoso, 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 junio 30 de 2020

- Los volúmenes de ventas contractuales realizadas de gas natural y gas natural licuado (“GNL”) aumentaron un 10% a 188 MMscfpd para los tres meses terminados en junio 30 de 2022, en comparación con 171.5 MMscfpd para el mismo período en 2021. Los volúmenes de producción promedio de gas natural y GNL aumentaron un 10% a 190.6 MMscfpd para los tres meses terminados en junio 30 de 2022, en comparación con 173.1 MMscfpd para el mismo período en 2021. El aumento se debe principalmente a un aumento de los volúmenes de ventas de gas natural contratados en virtud de contratos en firme en 2022.
- Los ingresos totales por gas natural y GNL, netos de regalías y gastos de transporte, para los tres meses terminados en junio 30 de 2022, aumentaron un 29% a \$67.9 millones, en comparación con \$52.6 millones para el mismo período en 2021, principalmente por un aumento en la producción de gas natural y un aumento en los precios promedio de ventas, netos de gastos de transporte.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones aumentaron un 16% a \$39.1 millones para los tres meses terminados en junio 30 de 2022, en comparación con \$33.6 millones para el mismo período en 2021.
- El EBITDAX ajustado aumentó un 24% a \$55.2 millones para los tres meses terminados en junio 30 de 2022, en comparación con \$44.6 millones para el mismo período en 2021.
- La Compañía realizó una pérdida neta de \$6.4 millones para los tres meses terminados en junio 30 de 2022, en comparación con una ganancia neta de \$2.4 millones para el mismo período en 2021. El gasto de impuesto diferido diferente a efectivo reconocido de \$12 millones resultó en una pérdida neta durante los tres meses terminados en junio 30 de 2022, en comparación con una recuperación de impuesto diferido de \$1.6 millones para el mismo período en 2021. La fluctuación de los impuestos diferidos se debió principalmente al efecto de la tasa de cambio del peso colombiano (“COP”) sobre el valor de grupos de impuestos no usados, según se explica en la sección de “Impuesto de Renta” de este MD&A.

- La ganancia operacional neta por gas natural y GNL de la Compañía aumentó un 17% a \$3.66 por Mcf en los tres meses terminados en junio 30 de 2022, en comparación con \$3.14 por Mcf para el mismo período en 2021. El aumento se debe principalmente al incremento de los precios promedio de ventas, netos de gastos de transporte. El incremento fue compensado por gastos operativos por Mcf más altos de \$0.31 por Mcf durante los tres meses terminados en junio 30 de 2022, en comparación con \$0.24 por Mcf para el mismo período en 2021, principalmente por costos de mantenimiento más altos.
- Los gastos de capital netos para los tres meses terminados en junio 30 de 2022 fueron de \$46.5 millones. Los gastos de capital netos incluyeron ajustes distintos a efectivo relacionados principalmente con obligaciones de desmantelamiento y activos de derecho de uso arrendados de \$3.9 millones.
- A junio 30 de 2022, la Compañía tenía \$90.8 millones en efectivo y equivalentes a efectivo y \$100.8 millones en superávit de capital de trabajo.

Resultados de las operaciones

Para los tres meses terminados en junio 30 de 2022, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de los campos Nelson, Palmer, Níspero, Cañahuat y San Marcos en el bloque Esperanza, los campos Clarinete, Pandereta y Oboe en el bloque VIM-5, y los campos Toronja, Arandala, Brev y Aguas Vivas en el bloque VIM-21, situado 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 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”.

Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2022, la Compañía completó la perforación del pozo secundario de Chirimía-1 en su bloque VIM-5, que alcanzó una profundidad total de 9,412 pies de profundidad medida (“ft md”). El pozo encontró aproximadamente 20 pies de verdadera profundidad vertical (“TVD”) de zona productiva neta de gas dentro del depósito de arenisca Ciénaga de Oro (“CDO”). La Compañía también perforó el pozo de exploración Alboka-1 en su bloque VIM-5, el cual alcanzó una profundidad total de 10,155 ft md y encontró múltiples areniscas llenas de gas entre 7,778 y 9,078 de TVD dentro del objetivo principal del depósito de arenisca CDO. Los pozos actualmente están siendo conectados a producción permanente.

Durante los tres meses terminados en junio 30 de 2022, la Compañía perforó el pozo de desarrollo Toronja-3 situado en su bloque VIM-21 en busca de depósitos de arenisca con gas dentro de la Formación Porquero, que son productivos en los pozos de compensación Toronja-1 y 2. La Compañía también perforó el pozo de exploración Cornamusa-1, situado en su bloque VIM-21, apuntando al objetivo del depósito de arenisca CDO. El pozo de exploración Cornamusa-1 alcanzó una profundidad total de 8,572 ft md y encontró múltiples areniscas llenas de gas entre 6,010 y 7,514 de TVD dentro del objetivo principal del depósito de arenisca CDO. Los pozos actualmente están siendo conectados a producción permanente. Al pozo se le hizo prueba de flujo a una tasa promedio de 6.7 MMscfd con una tasa de prueba final de 12.4 MMscfd. El pozo actualmente está siendo conectado a producción permanente.

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 junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2022	2021	Variación	2022	2021	Variación
Gas Natural y GNL (MMscfpd)						
Producción de gas natural y GNL	190,559	173,117	10%	186,865	176,278	6%
Consumo de campo	(2,887)	(1,654)	75%	(2,307)	(1,785)	29%
Ventas de gas natural y GNL ⁽¹⁾	187,672	171,463	9%	184,558	174,493	6%
Volúmenes en firme (2)	291	—	n/a	347	39	790%
Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL	187,963	171,463	10%	184,905	174,532	6%
Petróleo de Colombia (bopd)						
Producción de petróleo crudo	571	262	118%	500	259	93%
Movimientos de inventario y otros	(6)	(53)	(89%)	(11)	(1)	1000%
Ventas de petróleo de Colombia	565	209	170%	489	258	90%
Corporativas (boepd / bopd)						
Producción de gas natural y GNL ⁽¹⁾	33,431	30,371	10%	32,783	30,926	6%
Producción de petróleo de Colombia	571	262	118%	500	259	93%
Producción total	34,002	30,633	11%	33,283	31,185	7%
Consumo de campo e inventario	(512)	(343)	49%	(415)	(314)	32%
Ventas corporativas totales	33,490	30,290	11%	32,868	30,871	6%
Volúmenes en firme (2)	51	—	n/a	61	7	771%
Ventas contractuales realizadas totales	33,541	30,290	11%	32,929	30,878	7%

⁽¹⁾ 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 "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 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.

El aumento del 10% y del 6% en los volúmenes de producción de gas natural y GNL durante los tres meses y seis meses terminados en junio 30 de 2022, en comparación con los mismos períodos en 2021, respectivamente, se debe principalmente a: i) un incremento de los volúmenes de ventas de gas natural contratados bajo contratos en firme en 2022, y ii) que algunos compradores tomaron menos de su inactividad contractual en 2022.

Las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2022 promediaron aproximadamente 188 y 184.9 MMscfpd, respectivamente. Las ventas contractuales realizadas se definen como gas natural y GNL producidos y vendidos más el ingreso recibido por contratos en firme nominados

sin entrega real de gas natural o GNL y la expiración de los derechos de los clientes de tomar las entregas más compras de gas natural.

Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2022	2021	Variación	2022	2021	Variación
Gas Natural y GNL						
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 89,187	\$ 73,051	22%	\$ 174,267	\$ 151,859	15%
Gastos de transporte	(8,397)	(9,301)	(10%)	(17,349)	(18,575)	(7%)
Ingresos, netos de gastos de transporte	80,790	63,750	27%	156,918	133,284	18%
Regalías	(12,928)	(11,116)	16%	(24,762)	(22,416)	10%
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 67,862	\$ 52,634	29%	\$ 132,156	\$ 110,868	19%
Petróleo de Colombia						
Ingresos de petróleo crudo	\$2,394	\$989	142%	\$4,027	\$2,292	76%
Gastos de transporte	(11)	(14)	21%	(98)	(13)	654%
Ingresos, netos de gastos de transporte	2,383	975	144%	3,929	2,279	72%
Regalías	(143)	(75)	91%	(243)	(175)	39
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$2,240	\$900	149%	\$3,686	\$2,104	75%
Corporativos						
Ingresos de gas natural y GNL	\$89,187	\$73,051	22%	\$174,267	\$151,859	15%
Ingresos de petróleo crudo	2,394	989	142%	4,027	2,292	76%
Ingresos totales	91,581	74,040	24%	178,294	154,151	16%
Regalías	(13,071)	(11,191)	17%	(25,005)	(22,591)	11%
Ingresos de producción de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías	78,510	62,849	25%	153,289	131,560	17%
Ingresos de gas natural en firme (2)	154	—	n/a	297	24	1,138%
Ingresos de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías, según lo reportado	78,664	62,849	25%	153,586	131,584	17%
Ingresos de comercialización de gas natural	7,766	6,435	21%	15,550	12,791	22%
Ingresos totales de gas natural, GNL y petróleo crudo, después de regalías	86,430	69,284	25%	169,136	144,375	17%
Gastos de transporte	(8,408)	(9,315)	(10%)	(17,447)	(18,588)	(6%)
Ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte	\$78,022	\$59,969	30%	\$151,689	\$125,787	21%

Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL

Durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2022, la Compañía realizó \$0.2 millones y \$0.3 millones, respectivamente, de ingreso en firme (según se describe en (2) en la página 6 de este MD&A), que es equivalente a 0.3 MMscfpd de ventas de gas natural y GNL, sin entrega real de gas natural o GNL.

A junio 30 de 2022, la Compañía tenía ingresos diferidos de \$4 millones que se relacionan con nominaciones de ventas de gas natural y GNL no entregadas para las cuales los compradores tienen el derecho legal de tomar la entrega en una fecha de vencimiento posterior, punto en el cual se reconocerán como ingreso.

Comercialización de gas natural

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2022	2021	Variación	2022	2021	Variación
Ingreso de comercialización de gas natural	\$ 7,766	\$6,435	21%	\$ 15,550	\$ 12,791	22%
Costo de compras de comercialización de gas natural	(7,405)	(6,410)	16%	(14,815)	(12,731)	16%
Ganancia de comercialización de gas natural	\$ 361	\$ 25	>1000%	\$ 735	\$ 60	>1000%

La Compañía reconoció \$7.8 millones y \$15.6 millones (\$6.4 millones y \$12.8 millones en 2021) de ingresos de comercialización del gas natural e incurrió en costos de compra de gas de \$7.4 millones y \$14.8 millones (\$6.4 millones y \$12.7 millones en 2021) durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2022, respectivamente, relacionados con la entrega de un contrato de comprador a largo plazo.

Las compras de gas 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.

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 sobre tales contratos son compensados con precios brutos de venta más altos, lo cual resulta en precios promedio 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 del transporte.

Los gastos del transporte del gas natural disminuyeron un 10% y un 7% durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2022, en comparación con los mismos periodos 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 periodos en 2021.

Regalías de gas natural

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de,		
	2022	2021	Variación	2022	2021	Variación
Gas Natural						
Regalías de Esperanza	\$ 928	\$ 1,551	(40%)	\$ 2,188	\$ 3,493	(37%)
Regalías de VIM-5	9,478	9,225	3%	17,800	18,239	(2%)
Regalías de VIM-21	2,522	340	642%	4,774	684	598%
Gasto de Regalías	\$ 12,928	\$ 11,116	16%	\$ 24,762	\$ 22,416	10%
Tasas de Regalías de Gas Natural						
Esperanza	8.6%	8.5%	1%	8.5%	7.7%	10%
VIM-5	21.7%	22.3%	(3%)	22.3%	23%	(3%)
VIM-21	9.9%	9.7%	2%	9.7%	9.7%	—
Tasa de Regalías de Gas Natural	16%	17.4%	(8%)	15.8%	16.8%	(6%)

Las regalías de gas natural de la Compañía generalmente son a una tasa de 6.4%, hasta que la producción neta del campo alcanza los 5.000 boepd, punto en el cual las tasas de 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 un factor x de regalía adicional a tasas de 13% y 3%, respectivamente.

La tasa de regalía de gas natural disminuyó 8% y 6% a 16% y 15.8% durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2022, en comparación con 17.4% y 16.8% para los mismos períodos en 2021, respectivamente, principalmente debido a una menor producción en el bloque VIM-5, la cual está sujeta a una tasa de regalía más alta. Adicionalmente, la tasa de regalía de VIM-5 fue ligeramente inferior, en comparación con 2021, como resultado de menor producción en algunos campos excediendo el umbral de 5.000 boepd, punto en el cual está sujeta a una tasa de regalía más alta, según lo descrito anteriormente.

Precios promedio de referencia y precios de venta realizados, netos de transporte

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2022	2021	Variación	2022	2021	Variación
Precios promedio de referencia						
Henry Hub (\$/Mcf)	\$ 7.49	\$ 2.97	152%	\$ 6.03	\$ 2.84	112%
Alberta Energy Company ("AECO")(\$/Mcf)	\$ 5.42	\$ 2.48	119%	\$ 4.55	\$ 2.39	90%
Brent (\$/bbl)	\$ 111.79	\$ 69.02	62%	\$ 104.59	\$ 65.04	61%
Precios promedio de venta, netos de transporte						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 4.73	\$ 4.09	16%	\$ 4.70	\$ 4.22	11%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 46.35	\$ 51.26	(10%)	\$ 44.39	\$ 48.80	(9%)
Promedio corporativo (\$/boe)	\$ 27.29	\$ 23.48	16%	\$ 27.04	\$ 24.26	11%

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 son compensados por precios de venta brutos más altos, resultando en precios de venta realizados, netos de transporte, que son consistentes con los contratos de precio fijo de la Compañía.

El aumento del 16% y del 11% en los precios promedio de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, de \$4.09 por Mcf y \$4.22 por Mcf a \$4.73 por Mcf y \$4.70 por Mcf durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2022, en comparación con los mismos períodos en 2021, respectivamente, se debe principalmente a ventas a mayor precio de contratos fijos y mercado al contado. El aumento en los mayores precios de venta en el mercado al contado fue resultado de una oferta más ajustada durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2022.

La disminución en los precios promedio de venta de petróleo crudo durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2022, en comparación con los mismos períodos en 2021, se debe principalmente al aumento de la producción de petróleo de Colombia de dos pozos previamente suspendidos que fueron puestos en producción durante el primer trimestre de 2022. Estos pozos están sujetos a un precio de tarifa fija más bajo, de conformidad con el acuerdo operativo conjunto.

Gastos operativos

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2022	2021	Variación	2022	2021	Variación
Gas natural y GNL	\$ 5,217	\$ 3,715	40%	\$ 11,061	\$ 8,156	36%
Petróleo de Colombia	827	262	216%	1,745	525	232%
Gastos operativos totales	\$ 6,044	\$ 3,977	52%	\$ 12,806	\$ 8,681	48%
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 0.31	\$ 0.24	29%	\$ 0.33	\$ 0.26	27%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 16.08	\$ 13.78	17%	\$ 19.72	\$ 11.25	75%
Corporativos (\$/boe)	\$ 1.98	\$ 1.44	38%	\$ 2.15	\$ 1.55	39%

Los gastos operativos de gas natural y GNL por Mcf aumentaron un 29% y un 27% a \$0.31 por Mcf y \$0.33 por Mcf para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2022, en comparación con \$0.24 por Mcf y \$0.26 por Mcf para los mismos períodos en 2021, respectivamente. El aumento se debe principalmente al mantenimiento realizado durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2022, que normalmente se realizaría a lo largo del año.

Los gastos operativos de petróleo de Colombia aumentaron un 216% y un 232% para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2022, en comparación con los mismos períodos en 2021, principalmente por una menor recuperación de gastos operativos de socios debida a precios de referencia superiores a \$70 por bbl, de conformidad con el acuerdo operativo conjunto.

El petróleo de Colombia por bbl aumentó un 17% y un 75% durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2022, en comparación con los mismos períodos en 2021, respectivamente, debido al aumento en los gastos operativos brutos, según lo descrito anteriormente, compensado por un aumento en los volúmenes de ventas.

Ganancias operacionales netas

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2022	2021	Variación	2022	2021	Variación
\$/Mcf						
Gas natural y GNL						
Ingreso, neto de gastos de transporte	\$ 4.73	\$ 4.09	16%	\$ 4.70	\$ 4.22	11%
Regalías	(0.76)	(0.71)	7%	(0.74)	(0.71)	4%
Gastos operativos	(0.31)	(0.24)	29%	(0.33)	(0.26)	27%
Ganancia operacional neta	\$ 3.66	\$ 3.14	17%	\$ 3.63	\$ 3.25	12%

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2022	2021	Variación	2022	2021	Variación
\$/bbl						
Petróleo de Colombia						
Ingreso, neto de gastos de transporte ⁽¹⁾	\$ 46.35	\$ 51.26	(10%)	\$ 44.39	\$ 48.80	(9%)
Regalías	(2.78)	(3.94)	(29%)	(2.75)	(3.75)	(27%)
Gastos operativos ⁽²⁾	(16.08)	(13.78)	17%	(19.72)	(11.25)	75%
Ganancia operacional neta	\$ 27.49	\$ 33.54	(18%)	\$ 21.92	\$ 33.80	(35%)

(1) Consulte la sección de "Precios promedio de referencia y precios de venta realizados, netos de transporte" en este MD&A para más información.

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

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2022	2021	Variación	2022	2021	Variación
\$/boe						
Corporativas						
Ingreso, neto de gastos de transporte	\$ 27.29	\$ 23.48	16%	\$ 27.04	\$ 24.26	11%
Regalías	(4.29)	(4.06)	6%	(4.20)	(4.04)	4%
Gastos operativos	(1.98)	(1.44)	38%	(2.15)	(1.55)	39%
Ganancia operacional neta	\$ 21.02	\$ 17.98	17%	\$ 20.69	\$ 18.67	11%

Gastos generales y administrativos

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2022	2021	Variación	2022	2021	Variación
Costos brutos	\$ 8,719	\$ 8,612	1%	\$ 17,223	\$ 16,620	4%
Menos: montos capitalizados	(2,022)	(1,486)	36%	(4,036)	(2,823)	43%
Gastos generales y administrativos	\$ 6,697	\$ 7,126	(6%)	\$ 13,187	\$ 13,797	(4%)
\$/boe	\$ 2.20	\$ 2.59	(15%)	\$ 2.22	\$ 2.47	(10%)

Los costos brutos generales y administrativos (“G&A”) aumentaron un 1% y un 4% durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2022, en comparación con los mismos períodos en 2021, respectivamente, debido principalmente a mayores costos de personal y la inflación.

Los G&A por boe disminuyeron un 15% y un 10% durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2022, en comparación con los mismos períodos en 2021, respectivamente, debido principalmente a mayores volúmenes de ventas de gas natural y GNL durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2022, en adición a montos capitalizados más altos relacionados con algunos proyectos. Se espera que los costos brutos anuales se mantengan relativamente iguales a medida que la base de producción de la Compañía crezca, lo que hará que los G&A por boe disminuyan en lo sucesivo.

Gasto de financiación neto

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2022	2021	Variación	2022	2021	Variación
Gasto de financiación neto pagado	\$ 8,194	\$ 7,880	4%	\$ 16,518	\$ 15,400	7%
Gastos de financiación distintos a efectivo	2,094	1,001	109%	4,073	1,907	114%
Gasto de financiación neto	\$ 10,288	\$ 8,881	16%	\$ 20,591	\$ 17,307	19%

El gasto de financiación neto aumentó un 16% y un 19% durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2022, en comparación con los mismos períodos en 2021, respectivamente, principalmente por la amortización de costos de transacción iniciales y el gasto de intereses relacionado 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 (sujetas a tasas de interés más altas de aproximadamente 4.6% (LIBOR + 4.25%) y 8.74%, respectivamente), fueron liquidadas en 2021 y, en esa medida, compensan el mayor gasto de interés durante los mismos períodos en 2022.

Gasto por remuneración basada en acciones

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2022	2021	Variación	2022	2021	Variación
Gasto de unidades liquidadas en acciones	\$ 42	\$ 166	(75%)	\$ 123	\$ 370	(67%)
Gasto de unidades liquidadas en efectivo	932	1,693	(45%)	2,555	2,056	24%
Remuneración basada en acciones	\$ 974	\$ 1,859	(48%)	\$ 2,678	\$ 2,426	10%

El gasto liquidado en acciones es un gasto distinto a efectivo reconocido con base en el valor razonable de las opciones de compra de acciones otorgadas reconocidas sobre la base de una adquisición escalonada a lo largo del período de otorgamiento. El valor razonable de las opciones de compra de acciones otorgadas se estimó usando el modelo de fijación de precios de Black-Scholes. El gasto de unidades liquidadas en acciones disminuyó durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2022, en comparación con los mismos períodos en 2021, como resultado de que menos opciones de compra de acciones fueron amortizadas debido a la expiración de algunas unidades.

El gasto de unidades liquidadas en efectivo es una amortización distinta a efectivo de unidades de acciones restringidas (“UAR”), unidades de acciones por desempeño (“PSU” [por su sigla en inglés]) y unidades de acciones diferidas (“DSU” [por su sigla en inglés]), que se espera que sean liquidadas en efectivo, amortizadas a lo largo de sus respectivos plazos de adquisición y revaloradas en cada período con base en el precio de la acción de la Compañía. El gasto de unidades liquidadas en efectivo disminuyó durante los tres meses terminados en junio 30 de 2022 debido a la devaluación del precio de la acción de la Compañía a junio 30 de 2022. El aumento durante los seis meses terminados en junio 30 de 2022 se debió principalmente al otorgamiento de UAR, PSU y DSU hacia finales de 2021.

Gasto por agotamiento y depreciación

	Tres meses terminados en junio 30 de			Seis meses terminados en junio 30 de		
	2022	2021	Variación	2022	2021	Variación
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 18,284	\$ 15,930	15%	\$ 34,952	\$ 32,833	6%
\$/boe	\$ 6.00	\$ 5.78	4%	\$ 5.88	\$ 5.88	—

El gasto por agotamiento y depreciación aumentó un 15% y un 6% durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2022, en comparación con los mismos períodos en 2021, respectivamente, debido principalmente a una mayor producción.

Gasto de impuesto de renta

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2022	2021	2022	2021
Gasto de impuesto de renta corriente	\$ 15,194	\$ 6,319	\$ 28,556	\$ 12,183
Gasto (recuperación) de impuesto de renta diferido	11,962	(1,550)	(197)	9,723
Gasto (recuperación) de impuesto de renta	\$ 27,156	\$ 4,769	\$ 28,359	\$ 21,906

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 y seis meses terminados en junio 30 de 2022. La tasa reglamentaria del impuesto sobre la renta en Colombia actualmente está prevista para mantenerse constante en el futuro.

Durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2022, el gasto de impuesto de renta corriente aumentó, en comparación con los mismos períodos 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 deducciones de impuestos, incluyendo gastos de exploración, deducidas de la renta gravable en 2021.

Los grupos de impuestos de la Compañía están denominados en COP, y se revaloran en cada fecha de reporte usando la tasa de cambio a fin del período del COP frente al USD. El gasto distinto a efectivo de impuesto de renta diferido reconocido durante los tres meses terminados en junio 30 de 2022, de \$12 millones, fue principalmente el resultado de la devaluación del 10% de la tasa de cambio del COP frente al USD a junio 30 de 2022 de 4,127:1, en comparación con la tasa a marzo 31 de 2022 de 3,748:1.

Pagos en efectivo de impuestos de renta

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2022	2021	2022	2021
Impuestos de renta pagados	\$ 13,867	\$ 22,020	\$ 21,420	\$ 26,037

Durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2022, la Compañía pagó cuotas de impuesto de renta de 2021 de \$1.5 millones y \$4.8 millones (\$11.3 millones en 2021), respectivamente. Además, la Compañía también pagó por adelantado anticipos relacionados con su gasto de impuesto de renta de 2022 de \$12.3 millones y \$16.5 millones (\$10.7 millones y \$14.7 millones en 2021) durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2022, respectivamente.

Gastos de capital

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2022	2021	2022	2021
Perforación y completamientos	\$ 14,416	\$ 11,682	\$ 24,035	\$ 29,195
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	13,445	5,920	20,719	11,884
Tierra, sísmica, comunidades y otros	12,803	5,423	21,374	9,225
G&A capitalizados	2,022	1,486	4,036	2,823
Ingresos netos por disposición de propiedades, planta y equipo	—	(31)	—	(270)
Gastos de capital netos en efectivo	42,686	24,480	70,164	52,857
Costos y ajustes distintos a efectivo:				
Activos de derecho de uso arrendados	29	355	1,931	474
Disposición	(114)	5	(3,481)	164
Costos y ajustes distintos a efectivo ⁽¹⁾	3,874	1,523	4,504	712
Gastos de capital netos	\$ 46,475	\$ 26,363	\$ 73,118	\$ 54,207
Gastos de capital netos contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 19,590	\$ 11,428	\$ 31,772	\$ 25,215
Gastos en propiedades, planta y equipo	26,999	14,961	44,827	29,098
Disposición	(114)	(26)	(3,481)	(106)
Gastos de capital netos	\$ 46,475	\$ 26,363	\$ 73,118	\$ 54,207

(1) Costos y ajustes distintos a efectivo principalmente relacionados con un cambio en el estimado relativo a obligaciones de desmantelamiento.

Los gastos de capital netos durante los tres meses terminados en junio 30 de 2022 están relacionados principalmente con:

- Costos de perforación del pozo de exploración Comamusa-1;
- Costos de perforación del pozo de exploración Alboka-1;
- Costos de perforación del pozo de desarrollo secundario Chirimía-1;
- Costos de perforación del pozo de desarrollo Toronja-3;
- Costos de la sísmica 3D del bloque VIM-5;
- Costos de diseño de ingeniería del gasoducto de Medellín;
- Costos previos a la perforación del pozo de desarrollo Breva-2 y el pozo de exploración Icoatea;
- Costos relacionados con la instalación en los bloques VIM-5 y Esperanza; y
- Costos de tierra y de otra clase en los bloques VIM-5, VMM-47, VIM-21 y VMM-45.

Liquidez y recursos de capital

Riesgo de moneda extranjera

A junio 30 de 2022, la tasa de cambio del COP al USD fue de 4,127:1 (3,981:1 a diciembre 31 de 2021) y la tasa de cambio del CAD al USD fue de 1.29:1 (1.27:1 a diciembre 31 de 2021).

Durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2022, la Compañía no tuvo contratos de cambio de moneda extranjera.

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.

Los Títulos Preferenciales y el Préstamo Puente de la Compañía incluyen varios pactos no financieros relacionados con endeudamiento, operaciones, inversiones, ventas de activos, gastos de capital y otros pactos estándares operativos del negocio. La deuda con bancos de la Compañía también está sujeta a varios pactos 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 junio 30 de 2022, la Compañía estaba cumpliendo con los pactos.

	Junio 30 de 2022	Diciembre 31 de 2021
Títulos Preferenciales - capital (5.75%)	\$ 500,000	\$ 500,000
Préstamo Puente - capital (LIBOR + 4.25%) ⁽¹⁾	25,000	25,000
Préstamo Operativo - capital (IBR + 1.5%) ⁽²⁾	—	2,513
Deuda con Banco Colombiano - capital (IBR + 2.5%) ⁽²⁾	11,678	12,107
Obligación de arrendamiento	17,620	18,089
Deuda total	554,298	557,709
Menos: superávit de capital de trabajo	(100,828)	(148,124)
Deuda neta	\$ 453,470	\$ 409,585

(1) La tasa LIBOR durante los seis meses terminados en junio 30 de 2022 fue de 2.86%.

(2) La tasa IBR aplicada al gasto de intereses durante los seis meses terminados en junio 30 de 2022 fue de 5.18%.

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

	Junio 30 de 2022	Diciembre 31 de 2021
Deuda total	\$ 554,298	\$ 557,709
Menos: efectivo y equivalentes a efectivo	(90,808)	(138,523)
Deuda neta para efectos del pacto	\$ 463,490	\$ 419,186
EBITDAX ajustado	\$ 207,867	\$ 194,389
Razón de Apalancamiento Consolidado	2.23	2.16

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

	Junio 30 de 2022	Diciembre 31 de 2021
EBITDAX ajustado	\$ 207,867	\$ 194,389
Gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo	\$ 32,644	\$ 31,488
Razón de Cobertura de Interés Consolidado	6.37	6.17

A agosto 10 de 2022, la Compañía tenía en circulación 170.8 millones de acciones ordinarias, 8.1 millones de opciones de compra de acciones, 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 junio 30 de 2022:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda de largo plazo - capital	\$ —	\$ 36,678	\$ 500,000	\$ 536,678
Obligaciones de arrendamiento - no descontadas	4,041	6,360	8,030	18,431
Cuentas por pagar, comerciales y otras	58,845	—	—	58,845
Dividendo por pagar	6,894	—	—	6,894
Impuestos por pagar	4,906	—	—	4,906
Otras obligaciones de largo plazo	—	4,068	—	4,068
Pasivo de remuneración de incentivo a largo plazo	2,306	762	—	3,068
Contratos de exploración y producción	5,377	58,586	16,379	80,342
Contratos de operación de estación de compresión	2,688	5,538	7,231	15,457
	\$ 85,057	\$ 111,992	\$ 531,640	\$ 728,689

Cartas de crédito

A junio 30 de 2022, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$85.8 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 se relacionan con algunos activos de petróleo previamente vendidos, que están programados para ser transferidos a más tardar a 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 junio 30 de 2022 por \$80.3 millones y ha emitido \$40.9 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 acciones de Arrow Exploration Ltd. (“Arrow”) valorados en \$4 millones y \$2.8 millones, respectivamente, a junio 30 de 2022, y un saldo por cobrar de \$3.6 millones. Una mitad del saldo restante de \$3.6 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 su saldo por cobrar de \$3.6 millones como corriente a junio 30 de 2022. Dos miembros del personal gerencial clave de Canacol son también miembros de la junta directiva de Arrow.

Sostenibilidad

Como se indica en el Informe Integrado Ambiental, Social y de Gobierno (“ASG”) de la Compañía de 2021, publicado en junio 28 de 2022, 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 (“GEI”) de Alcance 1 y 2 que son 80% más bajas que las de nuestros pares enfocados en petróleo y 50% más bajas que las de nuestros pares enfocados en gas, en promedio. La ambición de Canacol es continuar liderando la industria de petróleo y gas en Colombia en términos de abastecer las crecientes demandas de energía de los colombianos, al mismo tiempo reduciendo las emisiones de carbono, explorando vías de generación de energía renovable, fomentando la autosuficiencia energética nacional y catalizando el crecimiento y el desarrollo de la economía colombiana y de su gente. Canacol apoya con entusiasmo 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. Además, la Compañía está enfocada en generar valor para sus grupos de interés de forma sostenible, colaborativa, corresponsable, respetuosa y transparente. Con la transición de la Compañía al gas natural, la misma ahora tiene una propuesta de valor ambientalmente amigable que contribuye a la reducción de las emisiones de CO2 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 económicos locales, construcción y mejora de infraestructura pública y comunitaria, becas técnicas y universitarias, entre otros.

La Compañía tiene sólidos estándares y procedimientos de gobierno corporativo, los cuales están alineados con las mejores prácticas 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, la integridad y la transparencia, aseguran el cumplimiento normativo y minimizan el riesgo.

Para 2022 y posteriormente, la Compañía está comprometida a continuar desarrollando y manteniendo una estrategia ASG 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 inclusiva.
3. Negocio transparente y ético - adoptar mejores prácticas, incorporar gobierno, fomentar el respeto de los derechos humanos y garantizar la ética y la integridad en todo lo que Canacol hace.
4. 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 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 siete pozos fueron perforados en el primer semestre de 2022, apuntando a una razón de reemplazo de reservas 2P de más del 200%; 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 e 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 50% más bajas en promedio que las de sus pares enfocados en gas (y 80% más bajas en promedio que las de sus pares enfocados en petróleo) en Norteamérica y Suramérica.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

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

	2022		2021				2020	
	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3
Financieros								
Ingresos totales de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte	78,022	73,667	77,073	72,802	59,969	65,818	63,976	57,429
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	39,086	33,816	43,691	38,227	33,643	38,085	35,251	33,409
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.23	0.20	0.25	0.22	0.19	0.21	0.20	0.18
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.23	0.20	0.25	0.22	0.19	0.21	0.20	0.18
Flujo de caja (usado) aportado por actividades operativas	35,338	38,063	28,881	57,046	(13)	37,900	26,477	50,016
Ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total	(6,404)	24,415	7,024	8,790	2,424	(3,062)	921	2,609
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	(0.04)	0.14	0.04	0.05	0.01	(0.02)	0.01	0.01
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	(0.04)	0.14	0.04	0.05	0.01	(0.02)	0.01	0.01
EBITDAX ajustado ⁽¹⁾	55,208	49,624	49,198	53,836	44,638	46,716	45,941	42,303
Promedio ponderado de acciones en circulación - básico	170,589	172,451	176,558	177,245	179,289	179,515	179,764	180,980
Promedio ponderado de acciones en circulación - diluido	170,589	172,451	176,558	177,245	179,289	179,515	179,764	181,495
Gastos de capital, netos de disposiciones ⁽¹⁾	46,475	26,643	21,556	24,177	26,363	27,844	29,366	26,437
Operaciones								
Producción de gas natural, GNL y petróleo crudo ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (MMscfpd)	190,559	183,130	186,145	192,402	173,117	179,474	170,087	162,012
Petróleo de Colombia (bopd)	571	428	244	394	262	256	287	317
Total (boepd)	34,002	32,556	32,901	34,149	30,633	31,743	30,127	28,740
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (MMscfpd)	187,963	181,813	185,896	190,553	171,463	177,633	169,763	162,984
Petróleo de Colombia (bopd)	565	412	490	168	209	307	300	347
Total (boepd)	33,541	32,309	33,103	33,598	30,290	31,471	30,083	28,941
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	3.66	3.58	3.59	3.49	3.14	3.36	3.58	3.47
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	27.49	14.23	21.93	30.93	33.54	34.06	23.04	17.04
Corporativas (\$/boe)	21.02	20.33	20.51	19.96	17.98	19.33	20.44	19.76

(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 junio 30 de 2022 en 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 radicado en SEDAR, incorporado en este documento por referencia.

POLÍTICAS CONTABLES Y ESTIMADOS CRÍTICOS

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

CAMBIOS EN POLÍTICAS CONTABLES

La Compañía no ha implementado nuevas políticas contables durante los tres meses terminados en junio 30 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 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 su sigla en inglés]) y el Director Financiero (“CFO” [por su sigla en inglés]), junto con otros miembros de la administración, han diseñado, o han hecho que se diseñen bajo la supervisión del CEO y el CFO, C&PR y procesos establecidos para asegurarse de recibir suficiente conocimiento a fin de sustentar las declaraciones hechas en los certificados intermedios que deben ser presentados conforme al Instrumento Nacional 52-109.

Controles internos de informes financieros

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

Durante los tres meses terminados en junio 30 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.