

CANACOL ENERGY LTD.

**INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
TRES Y NUEVE TERMINADOS EN SEPTIEMBRE 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 septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
Ingresos totales por gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte	78,104	72,802	7 %	229,793	198,589	16 %
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	38,715	38,227	1 %	111,617	110,156	1 %
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.23	0.22	5 %	0.65	0.62	5 %
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.23	0.22	5 %	0.65	0.62	5 %
Ganancia (pérdida) neta y otra ganancia (pérdida) total	(4,463)	8,790	n/a	13,550	8,153	66 %
Por acción – básica (\$)	(0.03)	0.05	n/a	0.08	0.05	60 %
Por acción – diluida (\$)	(0.03)	0.05	n/a	0.08	0.05	60 %
Flujo de caja aportado por actividades operativas	61,994	57,046	9 %	135,395	94,933	43 %
Por acción – básico (\$) ⁽¹⁾	0.36	0.32	13 %	0.79	0.53	49 %
Por acción – diluido (\$) ⁽¹⁾	0.36	0.32	13 %	0.79	0.53	49 %
EBITDAX Ajustado ⁽¹⁾	56,015	53,836	4 %	160,847	145,190	11 %
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	170,785	177,245	(4 %)	171,359	178,675	(4 %)
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido	170,785	177,245	(4 %)	171,359	178,675	(4 %)
Gastos de capital, netos de disposiciones ⁽¹⁾	50,130	24,177	107 %	123,246	78,384	57 %
				Septiembre 30 de 2022	Diciembre 31 de 2021	Cambio
Efectivo y equivalentes de efectivo				92.493	138.523	(33 %)
Superávit de capital de trabajo				75.325	148.124	(49 %)
Deuda total				552.041	557.709	(1 %)
Activos totales				876.444	843.760	4 %
Acciones ordinarias, final del período (000)				170.772	176.167	(3 %)
Operativos	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
Producción de gas natural, GNL y petróleo crudo ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (MMscfpd)	186.695	192,402	(3 %)	186.808	181,712	3 %
Petróleo de Colombia (bopd)	544	394	38 %	515	305	69 %
Total (boepd)	33,298	34,149	(2 %)	33,288	32,184	3 %
Ventas contractuales realizadas ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (MMscfpd)	184,163	190,553	(3 %)	184,655	179,931	3 %
Petróleo de Colombia (bopd)	558	168	232 %	512	227	126 %
Total (boepd)	32.867	33,598	(2 %)	32.908	31,794	4 %
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	3.73	3.49	7 %	3.66	3.34	10 %
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	27.48	30.93	(11 %)	23.98	33.21	(28 %)
Corporativo (\$/boe)	21.31	19.96	7 %	20.89	19.13	9 %

(1) Medidas que no están en las NIIF [Normas Internacionales de Información Financiera]. 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 noviembre 9 de 2021 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 leerse en conjunto con, los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados de la Compañía para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 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 debido a la COVID-19. Por consiguiente, no hay declaración de la Compañía en el sentido de que los resultados reales obtenidos en el período proyectado serán, en todo o en parte, los mismos que fueron previstos. Salvo en la medida exigida por la ley, la Compañía no asume obligación de actualizar públicamente ni de revisar los planteamientos con proyecciones a futuro hechos en este MD&A o en otra parte, sea como resultado de nueva información, eventos futuros o de otra forma. A todos los planteamientos posteriores con proyecciones a futuro, sean

orales o escritos, atribuibles a la Compañía o a personas que actúen a nombre de la Compañía, les son aplicables en su integridad estas declaraciones de advertencia.

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

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

	Tres meses terminados en septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2022	2021	2022	2021
Flujo de caja aportado por actividades operativas	\$ 61,994	\$ 57,046	\$ 135,395	\$ 94,933
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	(23,279)	(18,819)	(23,778)	2,096
Pago de pasivo de liquidación de litigio ⁽¹⁾	—	—	—	13,073
Liquidación de obligaciones de desmantelamiento	—	—	—	54
Fondos ajustados provenientes de las operaciones	\$ 38,715	\$ 38,227	\$ 111,617	\$ 110,156

(1) El pasivo de liquidación de litigio estaba relacionado con una disputa sobre gastos de transporte y, en esa medida, los pagos regulares y la liquidación se incluyeron en los flujos de caja aportados por actividades operativas durante los nueve meses terminados en septiembre 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		
	Trimestre 4	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Período Total
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	\$ 7,024	\$ 24,415	\$ (6,404)	\$ (4,463)	\$ 20,572
(+) Gasto de intereses	8,069	8,513	8,475	8,438	33,495
(+) Gasto de impuesto de renta	5,949	1,203	27,156	25,970	60,278
(+) Agotamiento y depreciación	17,288	16,668	18,284	17,388	69,628
(+) Gasto de exploración	7,570	—	—	—	7,570
(+) Costos anteriores a la licencia	726	450	535	446	2,157
(+/-) Pérdida (ganancia) en cambio no realizada	1,318	(2,548)	2,995	4,999	6,764
(+/-) Otros gastos distintos a efectivo y rubros no recurrentes	1,254	923	4,167	3,237	9,581
EBITDAX Ajustado	\$ 49,198	\$ 49,624	\$ 55,208	\$ 56,015	\$ 210,045

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

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

En este MD&A se utiliza la expresión “boe”. El boe puede ser engañoso, especialmente si se usa aisladamente. La razón de conversión de boe de pies cúbicos de gas natural a barriles de petróleo equivalente se basa en un método de conversión de equivalencia de energía principalmente aplicable en el quemador y no representa una equivalencia de valor en boca de pozo. En este MD&A hemos expresado el boe usando el estándar de conversión colombiano de 5.7 Mcf: 1 bbl requerido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia. El gas natural y los volúmenes de GNL por día están expresados en millones de pies cúbicos estándares por día (“MMscfpd”) en este MD&A.

Aspectos Financieros y Operacionales Destacados para los Tres Meses Terminados en Septiembre 30 de 2022

- Los volúmenes de ventas contractuales realizadas de gas natural y gas natural licuado (“GNL”) disminuyeron un 3% a 184.2 MMscfpd para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2022, en comparación con 190.6 MMscfpd para el mismo período en 2021. Los volúmenes de producción promedio de gas natural y GNL disminuyeron un 3% a 186.7 MMscfpd para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2022, en comparación con 192.4 MMscfpd para el mismo período en 2021. La disminución se debe principalmente a una menor demanda temporal de volúmenes de ventas interrumpibles en el mes de agosto, según se explica en la sección de “Promedio Diario de Volúmenes de Producción y Ventas Contractuales Realizadas” de este MD&A.
- Los ingresos totales por gas natural y GNL, netos de regalías y gastos de transporte, para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2022, aumentaron un 3% a \$67.7 millones, en comparación con \$65.5 millones para el mismo período en 2021, principalmente debido a un aumento en los precios promedio de venta, netos de gasto de transporte.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones aumentaron un 1% a \$38.7 millones para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2022, en comparación con \$38.2 millones para el mismo período en 2021.
- El EBITDAX ajustado aumentó un 4% a \$56 millones para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2022, en comparación con \$53.8 millones para el mismo período en 2021.
- La Compañía realizó una pérdida neta de \$4.5 millones para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2022, en comparación con una ganancia neta de \$8.8 millones para el mismo período en 2021. El gasto distinto a efectivo de impuesto diferido reconocido de \$11.1 millones resultó en una pérdida neta durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2022, en comparación con \$2.9 millones para el mismo período en 2021. El aumento del gasto de impuesto diferido se debió principalmente al efecto de la tasa de cambio del peso colombiano (“COP”) en el valor de los grupos de impuestos no usados, según se explica en la sección de “Impuesto sobre la Renta” de este MD&A.
- La ganancia operacional neta por gas natural y GNL de la Compañía aumentó un 7% a \$3.73 por Mcf en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2022, en comparación con \$3.49 por Mcf para el mismo período en 2021. El aumento se debe principalmente a un aumento en los precios promedio de venta, netos de gastos de transporte de \$4.76 por Mcf durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2022, en comparación con \$4.43 por Mcf para el mismo período en 2021. El aumento fue compensado por mayores gastos operativos por Mcf durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2022.
- Los gastos de capital netos para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2022 fueron de \$50.1 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 \$4.4 millones.
- A septiembre 30 de 2022, la Compañía tenía \$92.5 millones en efectivo y equivalentes de efectivo y \$75.3 millones en superávit de capital de trabajo.

Resultados de las Operaciones

Para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2022, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de los campos Nelson, Palmer, Nispero, Cañahuatate, San Marcos y Cañaflecha en el bloque Esperanza, los campos Clarinete, Pandereta, Siku, Ocarina y Oboe en el bloque VIM-5, y los campos Toronja, Arandala, Breva, Cornamusa 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 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 septiembre 30 de 2022, la Compañía terminó la perforación del pozo de exploración Claxon-1 situado en su bloque VIM-5, aproximadamente dos kilómetros al sur del descubrimiento Alboka-1, que en las pruebas presentó 33 MMscfpd del depósito de arenisca de Ciénaga de Oro (“CDO”). El pozo Claxon-1 alcanzó una profundidad total de 11,708 pies de profundidad medida (“ft md” [por su sigla en inglés]). El pozo encontró múltiples areniscas llenas de gas entre los 7,725 y los 8,950 pies de verdadera profundidad vertical (“ft TVD” [por su sigla en inglés]) dentro del objetivo principal del depósito de arenisca de CDO. La Compañía también terminó la perforación del pozo de desarrollo Clarinete-7 situado en su bloque VIM-5 y alcanzó una profundidad total de 7,479 ft md. El pozo encontró múltiples areniscas llenas de gas entre los 5,800 y los 6,050 ft TVD dentro del objetivo principal del depósito de arenisca de CDO. Los pozos han sido conectados a producción permanente.

Durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2022, la Compañía terminó la perforación del pozo de desarrollo Cañaflacha-2 situado en su bloque Esperanza, el cual alcanzó una profundidad total de 7,394 ft md. El pozo encontró múltiples areniscas llenas de gas entre los 4,250 y los 6,400 ft TVD dentro del objetivo principal del depósito de arenisca de CDO. El pozo ha sido conectado a producción permanente y ha sido probado a una tasa final de 6.5 MMscfpd.

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 septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
Gas Natural y GNL (MMscfpd)						
Producción de gas natural y GNL	186,695	192,402	(3 %)	186,808	181,712	3 %
Consumo de campo	(2,807)	(1,849)	52%	(2,476)	(1,807)	37%
Ventas de gas natural y GNL ⁽¹⁾	183,888	190,553	(3 %)	184,332	179,905	2 %
Volúmenes en firme ⁽²⁾	275	—	n/a	323	26	>1000 %
Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL	184,163	190,553	(3 %)	184,655	179,931	3 %
Petróleo de Colombia (bopd)						
Producción de petróleo crudo	544	394	38 %	515	305	69 %
Movimientos de inventario y otros	14	(226)	(106%)	(3)	(78)	(96 %)
Ventas de petróleo de Colombia	558	168	232 %	512	227	126 %
Corporativas (boepd / bopd)						
Producción de gas natural y GNL ⁽¹⁾	32,754	33,755	(3 %)	32,773	31,879	3 %
Producción de petróleo de Colombia	544	394	38 %)	515	305	69 %
Producción total	33,298	34,149	(2 %)	33,288	32,184	3 %
Consumo de campo e inventario	(479)	(551)	(13%)	(437)	(395)	11%
Ventas corporativas totales	32,819	33,598	(2 %)	32,851	31,789	3 %
Volúmenes en firme ⁽²⁾	48	—	n/a	57	5	>1000 %
Ventas contractuales realizadas totales	32,867	33,598	(2 %)	32,908	31,794	4 %

(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.

La disminución del 3% en los volúmenes de producción de gas natural y GNL durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2022, en comparación con el mismo período en 2021, se debe principalmente a una disminución en la demanda de volúmenes de ventas al contado. La demanda de gas natural fue menor debido al mantenimiento de redes eléctricas realizado por los generadores termoeléctricos en la costa Atlántica en el mes de agosto de 2022. Adicionalmente, la región experimentó un alto nivel en los embalses debido a intensas lluvias, lo que redujo temporalmente la demanda de volúmenes de ventas al contado de gas natural. Los volúmenes de ventas contractuales realizadas de gas natural recuperaron los niveles normales en septiembre a 191 MMscfpd.

El aumento del 3% en los volúmenes de producción de gas natural y GNL durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2022, en comparación con el mismo período en 2021, se debe principalmente a un aumento de los volúmenes contratados de ventas de gas natural en virtud de contratos en firme en 2022, compensado por un menor volumen de ventas al contado debido a mayores lluvias, lo que ha resultado en menos demanda de gas natural.

Las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2022 promediaron aproximadamente 184.2 y 184.7 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 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 septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
Gas Natural y GNL						
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 89,464	\$ 86,718	3 %	\$263,731	\$ 238,577	11 %
Gastos de transporte	(8,983)	(9,101)	(1 %)	(26,332)	(27,676)	(5 %)
Ingresos, netos de gastos de transporte	80,481	77,617	4 %	237,399	210,901	13 %
Regalías	(12,769)	(12,095)	6 %	(37,531)	(34,511)	9 %
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 67,712	\$ 65,522	3 %	\$199,868	\$ 176,390	13 %
Petróleo de Colombia						
Ingresos de petróleo crudo	\$ 2,479	\$ 852	191 %	\$ 6,506	\$ 3,144	107 %
Gastos de transporte	(44)	(22)	(100%)	(142)	(35)	306%
Ingresos, netos de gastos de transporte	2,435	830	193 %	6,364	3,109	105 %
Regalías	(157)	(64)	145 %	(400)	(239)	67 %
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 2,278	\$ 766	197 %	\$ 5,964	\$ 2,870	108 %
Corporativos						
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 89,464	\$ 86,718	3 %	\$263,731	\$ 238,577	11 %
Ingresos de petróleo crudo	2,479	852	191 %	6,506	3,144	107 %
Ingresos totales	91,943	87,570	5 %	270,237	241,721	12 %
Regalías	(12,926)	(12,159)	6 %	(37,931)	(34,750)	9 %
Ingresos de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías	79,017	75,411	5 %	232,306	206,971	12 %
Ingresos de gas natural y GNL en firme (2)	143	—	n/a	440	24	>1000 %
Ingresos de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías, según lo reportado	79,160	75,411	5 %	232,746	206,995	12%
Ingresos de comercialización de gas natural	7,971	6,514	22%	23,521	19,305	22%
Ingresos totales de gas natural, GNL y petróleo crudo, después de regalías	87,131	81,925	6 %	256,267	226,300	13 %
Gastos de transporte	(9,027)	(9,123)	(1 %)	(26,474)	(27,711)	(4 %)
Ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 78,104	\$ 72,802	7 %	\$229,793	\$ 198,589	16 %

Ventas Contractuales Realizadas de Gas Natural y GNL

Durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2022, la Compañía realizó \$0.1 millones y \$0.4 millones, respectivamente, de ingreso en firme (según lo descrito 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 del gas natural o el GNL.

Comercialización de Gas Natural

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
Ingreso de comercialización de gas natural	\$ 7,971	\$ 6,514	22%	\$ 23,521	\$ 19,305	22%
Costo de compra de comercialización de gas natural	(7,549)	(6,466)	17%	(22,364)	(19,197)	16%
Ganancia de comercialización de gas natural	\$ 422	\$ 48	779%	\$ 1,157	\$ 108	971%

La Compañía reconoció \$8 millones y \$23.5 millones (\$6.5 millones y \$19.3 millones en 2021) de ingresos de comercialización del gas natural e incurrió en costos de compra de gas de \$7.5 millones y \$22.4 millones (\$6.5 millones y \$19.2 millones en 2021) durante los tres y nueve terminados en septiembre 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 de gas natural disminuyeron un 1% y un 5% durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2022, en comparación con los mismos períodos en 2021, respectivamente, principalmente debido a la disminución en el volumen de ventas de gas natural sujeto a gastos de transporte, según lo descrito anteriormente, en comparación con los mismos períodos en 2021.

Regalías de Gas Natural

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
Gas Natural						
Regalías de Esperanza	\$ 1,220	\$ 2,058	(41 %)	\$ 3,408	\$ 5,551	(39 %)
Regalías de VIM-5	9,181	8,913	3 %	26,981	27,152	(1 %)
Regalías de VIM-21	2,368	1,124	111 %	7,142	1,808	295 %
Gasto de regalías	\$ 12,769	\$ 12,095	6 %	\$ 37,531	\$ 34,511	9 %
Tasas de Regalías de Gas Natural						
Esperanza	8.4%	8.0 %	5 %	8.5 %	7.8 %	9 %
VIM-5	22.0%	22.8 %	(4 %)	22.2 %	22.9 %	(3 %)
VIM-21	10.1%	9.5 %	6 %	9.8 %	9.6 %	2 %
Tasa de Regalías de Gas Natural	15.9%	15.6 %	2 %	15.8 %	16.4 %	(4 %)

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 aumentó marginalmente a 15.9% durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2022, en comparación con 15.6% para el mismo período en 2021, principalmente debido a una mayor producción en el bloque VIM-21, la cual está sujeta a una tasa de regalía más alta. La tasa de regalía de gas natural disminuyó ligeramente a 15.8% durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2022, en comparación con 16.4% para el mismo período en 2021, 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 más baja, en comparación con 2021, como resultado 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.

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

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
Precios Promedio de Referencia						
Henry Hub (\$/Mcf)	\$ 7.91	\$ 4.32	83 %	\$ 6.65	\$ 3.34	99 %
Alberta Energy Company (“AECO”) (\$/Mcf)	\$ 3.83	\$ 2.97	29 %	\$ 4.31	\$ 2.59	66 %
Brent (\$/bbl)	\$ 97.81	\$ 73.23	34 %	\$ 102.33	\$ 67.77	51 %
Precios Promedio de Venta, Netos de Transporte						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 4.76	\$ 4.43	7 %	\$ 4.72	\$ 4.29	10 %
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 47.43	\$ 53.70	(12 %)	\$ 45.53	\$ 50.17	(9 %)
Promedio corporativo (\$/boe)	\$ 27.46	\$ 25.38	8 %	\$ 27.18	\$ 24.66	10 %

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

El aumento de 7% y 10% en los precios promedio de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, de \$4.43 por Mcf y \$4.29 por Mcf a \$4.76 por Mcf y \$4.72 por Mcf durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2022, en comparación con los mismos períodos en 2021, respectivamente, se debe principalmente a contratos fijos y ventas en el mercado al contado a precios más altos. El aumento en los precios de venta en el mercado al contado fue resultado de una oferta más restringida durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2022.

La disminución en los precios promedio de venta de petróleo crudo durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 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 se pusieron 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 de operación conjunta.

Gastos Operativos

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
Gas natural y GNL	\$ 4,777	\$ 4,311	11 %	\$ 15,838	\$ 12,468	27 %
Petróleo de Colombia	867	288	201 %	2,612	812	222 %
Gastos operativos totales	\$ 5,644	\$ 4,599	23 %	\$ 18,450	\$ 13,280	39 %
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 0.28	\$ 0.25	12 %	\$ 0.31	\$ 0.25	24 %
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 16.89	\$ 18.63	(9 %)	\$ 18.69	\$ 13.10	43 %
Corporativos (\$/boe)	\$ 1.87	\$ 1.49	26 %	\$ 2.06	\$ 1.53	35 %

Los gastos operativos de gas natural y GNL por Mcf aumentaron un 12% y un 24% a \$0.28 por Mcf y \$0.31 por Mcf para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2022, en comparación con \$0.25 por Mcf para los mismos períodos en 2021, respectivamente. El aumento se debe principalmente a mayores costos de mantenimiento y seguros durante los tres meses y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2022. Adicionalmente, la menor producción durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2022 resultó en un costo más alto por Mcf en el período.

Los gastos operativos del petróleo de Colombia aumentaron un 201% y un 222% para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2022, en comparación con los mismos períodos en 2021, principalmente debido a una menor recuperación de gastos operativos por parte del socio debido a que los precios de referencia superaron los \$70 por bbl, de conformidad con el acuerdo de operación conjunta.

El gasto operativo del petróleo de Colombia por bbl disminuyó un 9% durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2022, en comparación con el mismo período en 2021, principalmente debido a mayores volúmenes de producción de petróleo. El petróleo de Colombia por bbl aumentó un 43% durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2022, en comparación con el mismo período en 2021, principalmente debido al aumento en los gastos operativos brutos, según lo descrito anteriormente, compensado por un aumento en los volúmenes de producción de petróleo.

Ganancias Operacionales Netas

\$/Mcf	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
Gas natural y GNL						
Ingreso, neto de gastos de transporte	\$ 4.76	\$ 4.43	7 %	\$ 4.72	\$ 4.29	10 %
Regalías	(0.75)	(0.69)	9 %	(0.75)	(0.70)	7 %
Gastos operativos	(0.28)	(0.25)	12 %	(0.31)	(0.25)	24 %
Ganancia operacional neta	\$ 3.73	\$ 3.49	7 %	\$ 3.66	\$ 3.34	10 %

\$/bbl	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
Petróleo de Colombia						
Ingreso, neto de gastos de transporte ⁽¹⁾	\$ 47.43	\$ 53.70	(12 %)	\$ 45.53	\$ 50.17	(9 %)
Regalías	(3.06)	(4.14)	(26 %)	(2.86)	(3.86)	(26 %)
Gastos operativos ⁽²⁾	(16.89)	(18.63)	(9 %)	(18.69)	(13.10)	43 %
Ganancia operacional neta	\$ 27.48	\$ 30.93	(11 %)	\$ 23.98	\$ 33.21	(28 %)

(1) Remítase a “Precios Promedio de Referencia y Precios de Venta Realizados, Netos de Transporte” en este MD&A para más información.

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

\$/boe	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
Corporativas						
Ingreso, neto de gastos de transporte	\$ 27.46	\$ 25.38	8 %	\$ 27.18	\$ 24.66	10 %
Regalías	(4.28)	(3.93)	9 %	(4.23)	(4.00)	6 %
Gastos operativos	(1.87)	(1.49)	26 %	(2.06)	(1.53)	35 %
Ganancia operacional neta	\$ 21.31	\$ 19.96	7 %	\$ 20.89	\$ 19.13	9 %

Gastos Generales y Administrativos

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
Costos brutos	\$ 9,138	\$ 7,715	18 %	\$ 26,361	\$ 26,335	8 %
Menos: montos capitalizados	(1,897)	(1,400)	36 %	(5,933)	(4,223)	40 %
Gastos generales y administrativos	\$ 7,241	\$ 6,315	15 %	\$ 20,428	\$ 20,112	2 %
\$/boe	\$ 2.40	\$ 2.04	18 %	\$ 2.28	\$ 2.32	(2 %)

Los costos brutos generales y administrativos (“G&A”) aumentaron un 18% y un 8% durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2022, en comparación con los mismos períodos en 2021, respectivamente, debido principalmente a mayores costos de personal, incluyendo costos por despido de \$1.3 millones e inflación.

Los G&A por boe aumentaron un 18% durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2022, en comparación con el mismo período en 2021, principalmente debido a mayores costos de personal, incluyendo costos por despido e inflación durante el período. Los G&A por boe disminuyeron un 2% durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2022, en comparación con el mismo período en 2021, principalmente debido a volúmenes más altos de ventas de gas natural y GNL durante el período, 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 cual tendrá como resultado que los G&A por boe disminuyan en lo sucesivo.

Gasto de Financiación Neto

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	\$ 8,017	\$ 7,279	10 %	\$ 24,535	\$ 22,679	8 %
Gastos de financiación netos distintos a efectivo	2,347	1,060	121 %	6,420	2,967	116 %
Gasto de financiación neto	\$ 10,364	\$ 8,339	24 %	\$ 30,955	\$ 25,646	21 %

El gasto de financiación neto aumentó un 24% y un 21% durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2022, en comparación con los mismos períodos en 2021, respectivamente, principalmente debido a la amortización de costos iniciales de transacción y gasto de interés en relación con la refinanciación de los Títulos Preferenciales. El monto de capital de los Títulos Preferenciales aumentó de \$320 millones a \$500 millones y está sujeto a una tasa de interés más baja de 5.75% en comparación con la tasa anterior de 7.25%. La deuda con el banco Credit Suisse y la obligación de liquidación de litigio (con sujeción a tasas de interés más altas de aproximadamente 4.6% (LIBOR + 4.25%) y 8.74%, respectivamente), se liquidaron en 2021 y, en esa medida, compensaron el mayor gasto de interés durante los mismos períodos en 2022.

Gasto por Remuneración Basada en Acciones

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
Gasto de unidades liquidadas en acciones	\$ 47	\$ 143	(67 %)	\$ 170	\$ 513	(67 %)
Gasto de unidades liquidadas en efectivo	411	1,073	(62 %)	2,966	3,129	(5 %)
Remuneración basada en acciones	\$ 458	\$ 1,216	(62 %)	\$ 3,136	\$ 3,642	(14 %)

El gasto liquidado en acciones es un gasto distinto a efectivo reconocido sobre una base de maduración escalonada con base en el valor razonable de las opciones de compra de acciones otorgadas durante el término 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 nueve meses terminados en septiembre 30 de 2022, en comparación con los mismos períodos en 2021, como resultado de menores opciones de compra de acciones 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 (“RSU” [por su sigla en inglés]), unidades de acciones por desempeño (“PSU” [por su sigla en inglés]) y unidades de acciones diferidas (“DSU” [por su sigla en inglés]), que se espera que se liquiden en efectivo, amortizadas a lo largo de sus respectivos períodos de otorgamiento y revalorizadas cada período con base en el precio de las acciones de la Compañía. El gasto de unidades de acciones liquidadas en efectivo disminuyó durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2022 debido a la devaluación del precio de las acciones de la Compañía a septiembre 30 de 2022.

Gasto por Agotamiento y Depreciación

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2022	2021	Cambio	2022	2021	Cambio
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 17,388	\$ 17,626	(1 %)	\$ 52,340	\$ 50,459	4 %
\$/boe	\$ 5.76	\$ 5.70	1 %	\$ 5.84	\$ 5.81	—

El gasto por agotamiento y depreciación disminuyó un 1% durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2022, en comparación con el mismo período en 2021, principalmente debido a menor producción. El gasto por agotamiento y depreciación aumentó un 4% durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2022, en comparación con el mismo período en 2021, principalmente debido a mayor producción.

Gasto de Impuesto sobre la Renta

	Tres meses terminados en septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2022	2021	2022	2021
Gasto de impuesto sobre la renta corriente	\$ 14,835	\$ 13,184	\$ 43,391	\$ 25,367
Gasto de impuesto sobre la renta diferido	\$ 11,135	2,850	10,938	12,573
Gasto de impuesto sobre la renta	\$ 25,970	\$ 16,034	\$ 54,329	\$ 37,940

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 nueve meses terminados en septiembre 30 de 2022.

Durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2022, el gasto de impuesto sobre la renta corriente aumentó, en comparación con los mismos períodos en 2021, principalmente debido a: i) el aumento en la tasa de impuesto anual de 31% en 2021 a 35% en 2022, y ii) algunas cancelaciones de impuesto, incluyendo gasto de exploración, que se dedujeron de renta gravable en 2021.

Los grupos de impuestos de la Compañía están denominados en COP, y se revaloran en cada fecha de reporte con el uso de la tasa de cambio a fin del período del COP frente al USD. El gasto distinto a efectivo de impuesto sobre la renta diferido reconocido durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2022, de \$11.1 millones y \$10.9 millones, fue principalmente el resultado del impacto de la devaluación (10% y 14% para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2022, respectivamente).

Pagos en Efectivo de Impuestos sobre la Renta

	Tres meses terminados en septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2022	2021	2022	2021
Impuestos sobre la renta pagados	\$ 6,544	\$ 5,899	\$ 27,964	\$ 31,936

Durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2022, la Compañía pagó cuotas de impuesto sobre la renta de \$4.8 millones (\$11.4 millones en 2021). Adicionalmente, la Compañía también pagó por adelantado anticipos relacionados con su gasto de impuesto sobre la renta de 2022 de \$6.5 millones y \$23.1 millones (\$5.9 millones y \$20.5 millones en 2021) durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2022, respectivamente.

Gastos de Capital

	Tres meses terminados en septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2022	2021	2022	2021
Perforación y completamientos	\$ 21,136	12,011	\$ 45,171	41,206
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	11,288	6,718	32,007	18,602
Tierra, sísmica, comunidades y otros	11,431	3,949	32,805	13,174
G&A capitalizados	1,897	1,400	5,933	4,223
Ingresos netos por disposición de propiedades, planta y equipo	(10)	(27)	(10)	(297)
Gastos de capital netos en efectivo	45,742	24,051	115,906	76,908
Costos y ajustes distintos a efectivo:				
Activos de derecho de uso arrendados	—	32	1,929	506
Disposición	8	(79)	(3,473)	85
Costos y ajustes distintos a efectivo ⁽¹⁾	4,380	173	8,884	885
Gastos de capital netos	\$ 50,130	\$ 24,177	\$ 123,246	\$ 78,384
Gastos de capital netos contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 16,561	\$ 7,462	\$ 48,333	\$ 32,677
Gastos en propiedades, planta y equipo	33,571	16,821	78,396	45,919
Disposición	(2)	(106)	(3,483)	(212)
Gastos de capital netos	\$ 50,130	\$ 24,177	\$ 123,246	\$ 78,384

⁽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 septiembre 30 de 2022 están principalmente relacionados con:

- Costos de perforación del pozo de desarrollo Cañaflecha-2;
- Costos de perforación del pozo de exploración Claxon-1;
- Costos de perforación del pozo de desarrollo Clarinete-7;
- Costos de sísmica 3D en el bloque VIM-5;
- Costos de diseño de ingeniería del ducto de Medellín;
- Costos relacionados con la instalación en los bloques VIM-5 y Esperanza; y
- Costos de 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 septiembre 30 de 2022, la tasa de cambio del COP al USD fue de 4,532:1 (3,981:1 a diciembre 31 de 2021) y la tasa de cambio del CAD al USD fue de 1.37:1 (1.27:1 a diciembre 31 de 2021).

Durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2022, la Compañía no tuvo contratos 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 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 de 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 septiembre 30 de 2022, la Compañía estaba cumpliendo con los pactos.

	Septiembre 30 de 2022	Diciembre 31 de 2021
Títulos Preferenciales - capital (5.75%)	\$ 500,000	\$ 500,000
Préstamo Puente - capital (LIBOR + 4.25%)	25,000	25,000
Préstamo Operativo - capital (IBR + 1.5%)	—	2,513
Deuda con Banco Colombiano – capital (IBR + 2.5)	10,635	12,107
Obligación de arrendamiento	16,406	18,089
Deuda total	552,041	557,709
Menos: superávit de capital de trabajo	(75,325)	(148,124)
Deuda neta	\$ 476,716	\$ 409,585

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

	Septiembre 30 de 2022	Diciembre 31 de 2021
Deuda total	\$ 552,041	\$ 557,709
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo	(92,493)	(138,523)
Deuda neta para fines del pacto	\$ 459,548	\$ 419,186
EBITDAX ajustado	\$ 210,045	\$ 194,388
Razón de Apalancamiento Consolidado	2.19	2.16

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

	Septiembre 30 de 2022	Diciembre 31 de 2021
EBITDAX ajustado	\$ 210,045	\$ 194,388
Gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo	\$ 33,495	\$ 31,488
Razón de Cobertura de Interés Consolidado	6.27	6.17

A noviembre 9 de 2022, la Compañía tenía en circulación 170.6 millones de acciones ordinarias, 6.6 millones de opciones de compra de acciones, 1.5 millones de RSU, 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 septiembre 30 de 2022:

	Menos de 1 año		1-3 años		Más de 3 años		Total
Deuda de largo plazo - capital	\$	25,000	\$	10,635	\$	500,000	\$ 535,635
Obligaciones de arrendamiento - no descontadas		3,672		6,285		7,244	17,201
Cuentas por pagar, comerciales y otras		69,183		—		—	69,183
Dividendo por pagar		6,479		—		—	6,479
Impuestos por pagar		15,761		—		—	15,761
Otras obligaciones de largo plazo		—		4,276		—	4,276
Pasivo de compensación de incentivo de largo plazo		1,449		407		—	1,856
Contratos de exploración y producción		5,404		36,405		16,379	58,188
Contratos de operación de estación de compresión		2,700		5,564		6,527	14,791
	\$	129,648	\$	63,572	\$	530,150	\$ 723,370

Cartas de Crédito

A septiembre 30 de 2022, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$90.1 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 entregados a más tardar el 31 de diciembre 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 septiembre 30 de 2022 de \$58.2 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 \$4.2 millones y \$2.6 millones, respectivamente, a septiembre 30 de 2022, y un saldo por cobrar de \$3.7 millones. La mitad del saldo restante de \$3.7 millones se pagará a más tardar el 31 de diciembre de 2022 y la otra mitad se pagará a más tardar el 30 de junio de 2023. Dos miembros de la administración clave de Canacol son también miembros de la junta directiva de Arrow.

Sostenibilidad

Según lo indicado en el Informe Integrado Ambiental, Social y de Gobierno (“ESG” [por su sigla en inglés]) de la Compañía, emitido 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 (“GHG” [por su sigla en inglés]) de Alcance 1 y 2 que son un 80% más bajas que las de sus pares enfocados en petróleo y un 50% más bajas que las de sus pares enfocados en gas, en promedio. La ambición de Canacol es continuar liderando la industria de petróleo y gas en Colombia en términos de atender las crecientes demandas de energía de los colombianos y a la vez reducir las emisiones de carbono, explorando vías para la generación de energía renovable, fomentando la autosuficiencia energética nacional y catalizando el crecimiento y el desarrollo de la economía colombiana y de su población. Canacol en forma entusiasta apoya las metas globales para cumplir con los objetivos del Acuerdo de París así como el compromiso de Colombia de una reducción del 51% de las emisiones para 2030, para lo cual el gas natural jugará un papel crucial en una transición energética justa y equitativa. El objetivo de la Compañía en asuntos ESG es mejorar la calidad de vida de millones de personas a través de la exploración, la producción y el suministro de gas natural convencional en Colombia. Junto con esto,

la Compañía está enfocada en generar valor para sus partes interesadas en forma sostenible, colaborativa, corresponsable, respetuosa y transparente. Con la transición de la Compañía al gas natural, ahora tiene una propuesta de valor ambientalmente amigable que contribuye a la reducción de las emisiones de CO2 en Colombia y provee un uso más eficiente de los recursos.

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

La Compañía 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, la integridad y la transparencia, velan por el cumplimiento normativo y minimizan el riesgo.

Para 2022 y posteriormente, la Compañía está comprometida con continuar desarrollando y manteniendo una estrategia ESG robusta y, en esa medida, está implementando un plan 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) Un negocio transparente y ético: adoptar las mejores prácticas, incorporar el gobierno, fomentar el respeto de los derechos humanos y garantizar la ética y la integridad en todo lo que hace Canacol.
- 4) Desarrollo sostenible: promover y mantener relaciones estrechas y transparentes que garanticen el crecimiento y la calidad de vida de las comunidades.

PERSPECTIVA

A la fecha de este MD&A, la Compañía ha cumplido los siguientes objetivos: 1) la perforación de nueve de un total de doce pozos de exploración y desarrollo con los últimos tres pozos por perforar en el cuarto trimestre de 2022; 2) la adquisición de 470 kilómetros cuadrados de sísmica 3D en el bloque VIM-5 de la Compañía para ampliar su inventario de prospectos de exploración; 3) la compra de equipo de instalaciones de alquiler y la instalación de compresión de gas para reducir los gastos operativos y aumentar los factores de recuperación, respectivamente; 4) la selección de Shanghai Engineering and Technology Corp. (“SETCO”) para la construcción de un ducto de Jobo a Medellín, Colombia, que añadirá 100 MMscfpd (con posible expansión hasta 200 MMscfpd) de nuevas ventas de gas al interior a finales de 2024, lo que llevará a que Canacol sea responsable del 30% (hasta el 40%) del suministro de gas nacional de Colombia. La Compañía también continúa enfocándose en el retorno de capital para los accionistas en forma de dividendos y recompras de acciones ordinarias, y su estrategia ESG para lograr intensidades de emisiones de GHG de alcance 1 y 2 que sean al menos un 50% más bajas en promedio que las de sus pares enfocados en gas (y un 80% más bajas en promedio que las de sus pares enfocados en petróleo) en Norteamérica y Suramérica. La Compañía continuará ejecutando estos objetivos en lo que resta de 2022 y en 2023.

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 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4
Financieros								
Ingresos totales de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías y gasto de transporte	78,104	78,022	73,667	77,073	72,802	59,969	65,818	63,976
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	38,715	39,086	33,816	43,691	38,227	33,643	38,085	35,251
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.23	0.23	0.20	0.25	0.22	0.19	0.21	0.20
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.23	0.23	0.20	0.25	0.22	0.19	0.21	0.20
Flujo de caja (usado) aportado por actividades operativas	61,994	35,338	38,063	28,881	57,046	(13)	37,900	26,477
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	(4,463)	(6,404)	24,415	7,024	8,790	2,424	(3,062)	921
Por acción – básicas (\$) ⁽¹⁾	(0.03)	(0.04)	0.14	0.04	0.05	0.01	(0.02)	0.01
Por acción – diluidas (\$) ⁽¹⁾	(0.03)	(0.04)	0.14	0.04	0.05	0.01	(0.02)	0.01
EBITDAX ajustado ⁽¹⁾	56,015	55,208	49,624	49,198	53,836	44,638	46,716	45,941
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	170,785	170,589	172,451	176,558	177,245	179,289	179,515	179,764
Promedio ponderado de acciones en circulación - diluido	170,785	170,589	172,451	176,558	177,245	179,289	179,515	181,764
Gastos de capital, netos de disposiciones ⁽¹⁾	50,130	46,475	26,643	21,556	24,177	26,363	27,844	29,366
Operaciones								
Producción de gas natural, GNL y petróleo crudo ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (MMscfpd)	186,695	190,559	183,130	186,145	192,402	173,117	179,474	170,087
Petróleo de Colombia (bopd)	544	571	428	244	394	262	256	287
Total (boepd)	33,298	34,002	32,556	32,901	34,149	30,633	31,743	30,127
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (MMscfpd)	184,163	187,963	181,813	185,896	190,553	171,463	177,633	169,763
Petróleo de Colombia (bopd)	558	565	412	490	168	209	307	300
Total (boepd)	32,867	33,541	32,309	33,103	33,598	30,290	31,471	30,083
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	3.73	3.66	3.58	3.59	3.49	3.14	3.36	3.58
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	27.48	27.49	14.23	21.93	30.93	33.54	34.06	23.04
Corporativas (\$/boe)	21.31	21.02	20.33	20.51	19.96	17.98	19.33	20.44

(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 septiembre 30 de 2022 en los riesgos e incertidumbres identificados en el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2021.

Un análisis más completo de los riesgos e incertidumbres se encuentra en el Formulario de Información Anual de la Compañía para el año terminado en diciembre 31 de 2021, según se radicó en SEDAR y se incorpora aquí por referencia.

POLÍTICAS CONTABLES Y ESTIMADOS CRÍTICOS

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

CAMBIOS EN POLÍTICAS CONTABLES

La Compañía no ha implementado nuevas políticas contables durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2022. En los estados financieros se suministran análisis detallados de las nuevas políticas contables y su impacto.

POLÍTICAS NORMATIVAS

Controles y Procedimientos de Revelación

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

Controles Internos de Informes Financieros

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

Durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2022, no ha habido cambio en los CIIF de la Compañía que hayan afectado significativamente, o que sea razonablemente probable que afecten significativamente, los CIIF de la Compañía.

Limitaciones de los Controles y Procedimientos

La administración de la Compañía, incluidos su CEO y su CFO, consideran que, sin importar cuán bien concebido y operado sea un C&PR o CIIF, solamente puede brindar seguridad razonable, no absoluta, sobre que se cumplen los objetivos del sistema de control. Además, el diseño de un sistema de control debe reflejar el hecho de que hay limitaciones de recursos, y que los beneficios de los controles deben ser considerados en relación con sus costos. Debido a las limitaciones inherentes en todos los sistemas de control, no pueden ofrecer seguridad absoluta de que todos los problemas de control y los casos de fraude dentro de la Compañía, si los ha habido, han sido prevenidos o detectados. Estas limitaciones inherentes incluyen las realidades de que los juicios en la toma de decisiones pueden ser deficientes, y que pueden presentarse fallas debido a simples errores o equivocaciones. El diseño de todo sistema de controles también se basa en parte en ciertos supuestos sobre la probabilidad de eventos futuros, y no puede haber seguridad de que un diseño será exitoso en lograr sus objetivos fijados bajo todas las condiciones potenciales futuras. Así, debido a las limitaciones inherentes en un sistema de control efectivo desde el punto de vista de costos, las declaraciones incorrectas debidas a error o fraude pueden ocurrir y no ser detectadas. También, las proyecciones de cualquier evaluación de efectividad para períodos futuros están sujetas al riesgo de que los controles se vuelvan inadecuados debido a cambios en las condiciones, o a que el grado de cumplimiento de las políticas o los procedimientos se deteriore.

