

CANACOL ENERGY LTD.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
TRES Y NUEVE MESES TERMINADOS EN SEPTIEMBRE 30 DE 2024



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		
	2024	2023	Variaci' n	2024	2023	Variaci' n
Ingresos totales, netos de regalos y gasto de transporte ⁽¹⁾	87,934	76,618	15%	253,913	225,136	13%
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	57,909	48,950	18%	157,256	115,329	36%
Por acci' n b b i sicos (\$) ⁽¹⁾	1.70	1.44	18%	4.61	3.38	36%
Por acci' n b diluidos (\$) ⁽¹⁾	1.70	1.44	18%	4.61	3.38	36%
Ganancia (p..rdida) neta y ganancia (p..rdida) total	10,346	(524)	n/a	(7,298)	56,340	n/a
Por acci' n b b i sica (\$)	0.30	(0.02)	n/a	(0.21)	1.65	n/a
Por acci' n b diluida (\$)	0.30	(0.02)	n/a	(0.21)	1.65	n/a
Flujo de caja aportado (usado) por actividades operativas	21,692	66,212	(67%)	125,613	72,768	73%
Por acci' n b b i sico (\$) ⁽¹⁾	0.64	1.94	(67%)	3.68	2.13	73%
Por acci' n b diluido (\$) ⁽¹⁾	0.64	1.94	(67%)	3.68	2.13	73%
EBITDAX ajustado ⁽¹⁾	85,844	62,103	38%	220,072	183,685	20%
Promedio ponderado de acciones en circulaci' n b b i sico	34,111	34,111	0 %	34,111	34,111	0 %
Promedio ponderado de acciones en circulaci' n b diluido	34,111	34,111	0 %	34,111	34,111	0 %
Gastos de capital en efectivo, netos ⁽¹⁾	23,928	43,830	(45%)	93,659	142,938	(34%)
				Septiembre 30 de 2024	Diciembre 31 de 2023	Variaci' n
Efectivo y equivalentes a efectivo				67,141	39,425	70%
Superávit (d..ficit) de capital de trabajo				62,058	(10,028)	n/a
Deuda total				763,430	713,435	7%
Activos totales				1,231,335	1,233,428	0 %
Acciones ordinarias, final del periodo (000)				34,111	34,111	0 %
Operativos	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2024	2023	Variaci' n	2024	2023	Variaci' n
Producci' n						
Gas natural y GNL (Mcfpd)	164,551	181,028	(9%)	160,430	185,708	(14%)
Petr' leo de Colombia (bopd)	1.607	531	203%	1.571	541	190%
Total (boepd)	30.476	32,290	(6%)	29.717	33,121	(10%)
Ventas contractuales realizadas						
Gas natural y GNL (Mcfpd)	159.764	178,188	(10%)	156.255	182,827	(15%)
Petr' leo de Colombia (bopd)	1.594	511	212%	1.555	540	188%
Total (boepd)	29.623	31,772	(7%)	28.968	32,615	(11%)
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	5.25	4.14	27%	5.17	4.03	28%
Petr' leo de Colombia (\$/bbl)	19.81	25.99	(24%)	20.69	23.55	(12%)
Corporativas (\$/boe)	29.42	23.62	25%	28.99	22.95	26%

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

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN

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

Advertencia

El siguiente informe de discusión y análisis de la administración (“MD&A”) tiene fecha noviembre 5 de 2024 y es la explicación de la Compañía sobre su desempeño financiero para el período cubierto por los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2024 (“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, así como los estados financieros consolidados auditados y el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2023. Los estados financieros fueron preparados por la administración de acuerdo con las Normas Contables NIIF, emitidas por la Junta de Normas Contables Internacionales (“Normas Contables NIIF”), y todos los montos contenidos aquí están expresados en dólares de Estados Unidos (“USD”), salvo que se indique otra cosa, y todos los montos en tablas están expresados en miles de USD, salvo los montos por acción o salvo que se indique otra cosa. Se puede encontrar información adicional de la Compañía, incluido el Formulario de Información Anual, en SEDAR+ en www.sedarplus.ca.

Planteamientos de proyecciones a futuro – *Cierta información incluida en este documento contiene planteamientos de proyecciones a futuro. Todas las declaraciones distintas a hechos históricos contenidas aquí son planteamientos de proyecciones a futuro, incluidos, sin limitación, los planteamientos relacionados con la situación financiera, la estrategia del negocio y las tasas de producción a futuro, así como los planes y objetivos de la Compañía o en los cuales ella está involucrada. Por su naturaleza, los planteamientos de proyecciones a futuro están sujetos a numerosos riesgos e incertidumbres, algunos de los cuales están por fuera del control de la Compañía, como el impacto de las condiciones económicas generales, las condiciones de la industria, la regulación del gobierno, la volatilidad de los precios de productos básicos, las fluctuaciones de las monedas, la imprecisión de los estimados de reservas, los riesgos ambientales, la competencia de otros participantes en la industria, la falta de disponibilidad de personal calificado o de equipo administrativo, la volatilidad del mercado accionario y la habilidad para acceder a capital suficiente proveniente de fuentes internas y externas. Particularmente en relación con los comentarios de proyecciones a futuro en este MD&A, a los lectores se les advierte que no hay seguridad sobre que la Compañía terminará a tiempo sus principales proyectos planeados, o que resultará producción de gas natural y petróleo de tales proyectos principales, o que se obtendrán contratos adicionales de ventas de gas natural, o que las regalías calculadas con base en hidrocarburos continuarán siendo consistentes, o que las regalías continuarán siendo aplicadas sobre la base de una escala móvil en la medida en que la producción aumente en cualquier bloque, o que no habrá sanciones por la terminación del contrato de venta de gas de Medellín. Los resultados, el desempeño o los logros reales de la Compañía pueden diferir sustancialmente de aquellos expresados o implícitos en estos planteamientos de proyecciones a futuro y, por consiguiente, no puede asegurarse que alguno de los eventos esperados en tales planteamientos de proyecciones a futuro ocurrirá, ni, 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 alto grado de incertidumbre. 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 escritos u orales, 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 Normas Contables NIIF. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones representan el flujo de caja aportado por actividades operativas antes de la liquidación de obligaciones de desmantelamiento y los cambios en capital de trabajo distinto a efectivo, ajustado por cargos no recurrentes. El EBITDAX ajustado se calcula para los últimos doce meses y se define como ingreso (pérdida) neto(a) e ingreso (pérdida) total ajustados por intereses, impuestos sobre la renta, depreciación, agotamiento, amortización, costos previos a la licencia y otros cargos similares no recurrentes o distintos a efectivo. La Compañía considera que estas son medidas claves para demostrar su capacidad de generar el flujo de caja necesario para aportar recursos para el crecimiento futuro mediante la inversión de capital, y para pagar dividendos y pagar su deuda. Estas medidas no deben ser consideradas como una alternativa al efectivo proveniente de actividades operativas o al ingreso (la pérdida) neto(a) y el ingreso (la pérdida) total según lo determinado conforme a las Normas Contables 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	
	2024	2023	2024	2023
Flujos de caja aportados (usados) por actividades operativas	\$ 21,692	\$ 66,212	\$ 125,613	\$ 72,768
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	36,203	(17,262)	30,742	42,344
Liquidación de obligaciones de desmantelamiento	14	0	901	217
Fondos ajustados provenientes de las operaciones	\$ 57,909	\$ 48,950	\$ 157,256	\$ 115,329

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

	2023		2024			Período total
	Trimestre 4	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Período total	
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	\$ 29,897	\$ 3,654	\$ (21,298)	\$ 10,346	\$ 22,599	
(+) Gasto de intereses	12,998	13,721	14,270	15,395	56,384	
(+) Gasto (recuperación) de impuesto de renta	(14,076)	17,718	53,789	31,473	88,904	
(+) Agotamiento y depreciación	20,086	19,026	19,433	20,254	78,799	
(+) Deterioro de activos de larga vida	2,750	0	0	0	2,750	
(+) Costos previos a la licencia	327	189	185	109	810	
(+) Pérdida (ganancia) en diferencia en cambio no realizada	(2,316)	561	(550)	2,825	520	
(+/-) Otros ítems distintos a efectivo o no recurrentes	3,478	6,172	7,358	5,442	22,450	
EBITDAX ajustado	\$ 53,144	\$ 61,041	\$ 73,187	\$ 85,844	\$ 273,216	

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

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

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

Aspectos Financieros y Operativos Destacados para los Tres Meses Terminados en Septiembre 30 de 2024

- El EBITDAX ajustado aumentó un 38% a \$85.8 millones para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2024, en comparación con los \$62.1 millones para el mismo periodo de 2023. El aumento se debe principalmente a a) un incremento de la ganancia operacional neta de gas natural y gas natural licuado (“GNL”) y b) una ganancia de \$14.2 millones relacionada con una liquidación de un arbitraje (la liquidación) (ver la nota 11 de los estados financieros), compensada por una disminución en el volumen de ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL.
- La liquidación fue contabilizada como otro ingreso para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2024, y fue recibida en su totalidad en noviembre 6 de 2024.
- Los fondos ajustados de las operaciones aumentaron un 18% a \$57.9 millones para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2024, en comparación con \$49.0 millones para el mismo periodo en 2023, principalmente debido a un aumento del EBITDAX, compensado por un aumento del gasto de impuesto de renta.
- La ganancia operacional neta por gas natural y GNL de la Compañía aumentó un 27% a \$5.25 por Mcf para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2024, en comparación con \$4.14 por Mcf para el mismo periodo en 2023. El aumento se debe principalmente a un aumento en los precios promedios de ventas, netos de gastos de transporte, compensado por un aumento en los gastos operativos y las regalías.
- Los ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte, para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2024, aumentaron un 15% a \$87.9 millones, en comparación con \$76.6 millones para el mismo periodo en 2023, principalmente debido al mayor precio promedio de venta del gas natural, neto de gastos de transporte, de \$6.69 por Mcf para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2024, en comparación con \$5.40 por Mcf para el mismo periodo en 2023, compensado por una disminución en el volumen de ventas realizadas de gas natural y GNL.
- El volumen de ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL disminuyó un 10% a 159.8 MMcfpd para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2024, en comparación con 178.2 MMcfpd para el mismo periodo en 2023. La disminución se debe a la disminución en la capacidad de producción de la Compañía que comenzó durante el tercer trimestre de 2023 (ver la sección “Resultados de las Operaciones”).
- La Compañía tuvo un ingreso neto de \$10.3 millones para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2024, en comparación con una pérdida neta de \$0.5 millones para el mismo periodo en 2023. El aumento en el ingreso neto para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2024 es el resultado de a) un aumento en el EBITDAX y b) el reconocimiento de un deterioro de activos no recurrente de \$32.6 en el tercer trimestre de 2023, compensado por el reconocimiento de un gasto de impuesto de renta diferido no en efectivo de \$5.3 millones para el tercer trimestre de 2024, en comparación con una recuperación de impuesto de renta diferido no en efectivo de \$15.7 millones en 2023.
- Los gastos de capital en efectivo netos para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2024 fueron de \$23.9 millones, en comparación con \$43.8 millones para el mismo periodo en 2023. La disminución se debe principalmente a la reducción del gasto en inventario de almacén e instalaciones y equipos.
- A septiembre 30 de 2024, la Compañía tenía \$67.1 millones en efectivo y equivalentes a efectivo y \$62.1 millones en superávit de capital de trabajo.

Resultados de las Operaciones

Para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2024, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de los bloques Esperanza, VIM-5, VIM-21 y VIM-33 ubicados en la cuenca del Valle del Bajo Magdalena en Colombia. La producción de la Compañía también incluyó petróleo crudo de su bloque Rancho Hermoso en Colombia ("petróleo de Colombia"). La producción de GNL de la Compañía fue menor al uno por ciento de la producción total de gas natural y GNL y, por lo tanto, los resultados han sido combinados como "Gas natural y GNL".

Durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2024, la Compañía perforó el pozo de evaluación Chontaduro-3. El pozo Chontaduro-3 fue conectado y actualmente está produciendo hacia la planta de procesamiento de gas de Jobo.

Durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2024, la Compañía perforó el pozo de exploración Cardamomo-1 ubicado en su bloque VIM-5. El pozo de exploración Cardamomo-1 encontró una verdadera profundidad vertical de 203 pies de areniscas porosas netas dentro de la formación Ciénaga de Oro ("CDO") con cantidades no comerciales de gas natural. El pozo Cardamomo-1 ha sido abandonado.

Promedio Diario de Volúmenes de Producción y Ventas Contractuales Realizadas

Los volúmenes de producción y ventas en este MD&A se reportan antes de regalos.

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Gas Natural y GNL (Mcfpd)						
Producción de gas natural y GNL	164,551	181,028	(9%)	160,430	185,708	(14%)
Consumo de campo	(4,787)	(2,856)	68%	(4,262)	(2,947)	45%
Ventas de gas natural y GNL	159,764	178,172	(10%)	156,168	182,761	(15%)
Volúmenes en firme (2)	0	16	n/a	87	66	32%
Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL	159,764	178,188	(10%)	156,255	182,827	(15%)
Petróleo de Colombia (bopd)						
Producción de petróleo crudo	1,607	531	203%	1,571	541	190%
Movimientos de inventario y otros	(13)	(20)	(35%)	(16)	(1)	>1000%
Ventas de petróleo de Colombia	1,594	511	212%	1,555	540	188%
Corporativas (boepd)						
Producción de gas natural y GNL	28,869	31,759	(9%)	28,146	32,580	(14%)
Producción de petróleo de Colombia	1,607	531	203%	1,571	541	190%
Producción total	30,476	32,290	(6%)	29,717	33,121	(10%)
Consumo de campo e inventario	(853)	(521)	64%	(764)	(518)	47%
Ventas corporativas totales	29,623	31,769	(7%)	28,953	32,603	(11%)
Volúmenes en firme (2)	0	3	n/a	15	12	25%
Ventas contractuales realizadas totales	29,623	31,772	(7%)	28,968	32,615	(11%)

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

- 1) *Ventas de gas natural y GNL*: Representan la producción de gas natural y GNL menos una cantidad normalmente pequeña de volumen de gas que es consumida a nivel de campo.
- 2) *Ingreso en firme*: Representa la porción de nominaciones de ventas de gas natural y GNL por parte de compradores de la Compañía que no se entregan debido a la incapacidad del comprador de aceptar tal gas natural, y para las cuales los compradores no tienen recurso o derecho legal de entrega en una fecha posterior. En esa medida, se registran como ingreso en el período; y
- 3) *Nominaciones de gas natural y GNL no entregadas*: Representan la porción de nominaciones de ventas de gas natural y GNL no entregadas para las cuales los compradores tienen derecho legal de que se les

haga entrega en una fecha posterior, por un período fijo de tiempo (“derechos de compensación”). Estas nominaciones son pagadas en el momento, junto con las ventas de gas natural y GNL y el ingreso en firme, y en esa medida se incluyen en ingreso diferido del período. La Compañía reconoce los ingresos asociados con tales derechos de compensación (“liquidaciones”) en la fecha más pronta entre: a) la entrega del volumen de compensación; b) la expiración del derecho de compensación; y c) la determinación de que es remota la probabilidad de uso del derecho de compensación por el comprador.

Las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2024 promediaron 159.8 y 156.3 MMcfd, respectivamente. Las ventas contractuales realizadas se definen como gas natural y GNL producidos y vendidos más el ingreso recibido por contratos en firme nominados sin entrega real de gas natural o GNL y la expiración de los derechos de los clientes de tomar las entregas.

La disminución de 10% y 15% en las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2024, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2023, respectivamente, se debe a las restricciones en la capacidad de producción de la Compañía que comenzaron en agosto de 2023 como resultado de problemas en la planta de tratamiento de gas de Jobo y en algunos de sus pozos de producción. La capacidad de producción de la Compañía se está recuperando gradualmente como resultado de a) el reacondicionamiento de la planta que se realizó en Jobo durante diciembre de 2023 y b) los pozos recientes en desarrollo y exploración en los bloques VIM-5 y VIM-21.

El aumento de 212% y 188% en las ventas de petróleo de Colombia para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2024, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2023, respectivamente, se debe a la reactivación del pozo RH-12 a finales de enero de 2024.

Ingresos, Netos de Regalías y Gastos de Transporte

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Gas Natural y GNL						
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 104,886	\$ 90,882	15%	\$ 305,724	\$ 268,036	14%
Gastos de transporte	(6,560)	(2,418)	171%	(18,524)	(7,767)	138%
Ingresos, netos de gastos de transporte	98,326	88,464	11%	287,200	260,269	10%
Regalías	(15,082)	(14,803)	2%	(47,886)	(43,560)	10%
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 83,244	\$ 73,661	13%	\$ 239,314	\$ 216,709	10%
Petróleo de Colombia						
Ingresos de petróleo crudo	\$ 4,088	\$ 2,520	62%	\$ 12,654	\$ 6,656	90%
Gastos de transporte	(47)	(52)	10%	(77)	(94)	(18%)
Ingresos, netos de gastos de transporte	4,041	2,468	64%	12,577	6,562	92%
Regalías	(124)	(162)	(23%)	(394)	(402)	(2%)
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 3,917	\$ 2,306	70%	\$ 12,183	\$ 6,160	98%
Corporativos						
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 104,886	\$ 90,882	15%	\$ 305,724	\$ 268,036	14%
Ingresos de petróleo crudo	4,088	2,520	62%	12,654	6,656	90%
Ingresos totales	108,974	93,402	17%	318,378	274,692	16%
Regalías	(15,206)	(14,965)	2%	(48,280)	(43,962)	10%
Ingresos de producción de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías	93,768	78,437	20%	270,098	230,730	17%
Ingreso en espera por generación de energía	773	655	18%	2,307	2,168	6%
Ingreso de gas natural en firme	0	(4)	n/a	109	99	10%
Ingresos totales, netos de regalías, según lo reportado	94,541	79,088	20%	272,514	232,997	17%
Gastos de transporte	(6,607)	(2,470)	167%	(18,601)	(7,861)	137%
Ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 87,934	\$ 76,618	15%	\$ 253,913	\$ 225,136	13%

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

Los ingresos de gas natural y GNL, netos de gastos de transporte, para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2024, aumentaron un 11% y un 10% a \$98.3 millones y \$287.2 millones, respectivamente, en comparación con \$88.5 millones y \$260.3 millones para los mismos períodos en 2023, respectivamente, debido a un aumento del precio de venta promedio, neto de gastos de transporte, compensado por un volumen de ventas más bajo.

Los ingresos de petróleo de Colombia, netos de gastos de transporte, para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2024, aumentaron un 64% y un 92%, respectivamente, en comparación con los mismos períodos de 2023, respectivamente, debido principalmente a un aumento en el volumen de ventas como resultado de la reactivación del pozo RH-12.

Durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2024, la Compañía obtuvo ingresos en espera por generación de energía de \$0.8 millones y \$2.3 millones, respectivamente, por su compromiso de suministrar gas natural a una planta de generación de energía colombiana de propiedad de Termoelétrica el Tesorito S.A.S. ESP ("Tesorito"). Los ingresos en espera por generación de energía se obtienen en forma diaria, independientemente de si el gas natural se entrega realmente.

A septiembre 30 de 2024, la Compañía tenía ingresos diferidos de \$14.5 millones, que estaban relacionados con nominaciones de ventas de gas natural y GNL no entregadas que se pagaron o se registraron en cuentas por cobrar, para las cuales los compradores tienen el derecho legal de recibir la entrega en una fecha posterior, momento en el cual se reconocerán como ingreso. En caso de que los compradores no acepten la entrega dentro del período asignado, la Compañía reconocerá las nominaciones correspondientes como ingreso en firme según lo explicado en la página 5 de este MD&A.

Gastos de transporte de gas natural

La Compañía vende su gas natural en la puerta de su planta de gas de Jobo (en cuyo caso el comprador incurre en los gastos de transporte y, en esa medida, Canacol no reconoce un gasto de transporte), o bien entrega su gas natural en las sedes de los compradores (de modo que Canacol paga y reconoce los gastos de transporte directamente). En el último caso, los gastos de transporte de la Compañía con respecto a tales contratos son compensados con precios de venta brutos más altos, lo cual resulta en precios promedios de venta realizados (netos de transporte) consistentes con el precio realizado de la Compañía en que el comprador incurre en el gasto de transporte. La mezcla de estos dos tipos de opciones de entrega varía de un contrato a otro y de un trimestre a otro, por lo cual la Compañía se refiere a un precio de venta realizado neto promedio, que en cualquier caso es neto de cualquier costo de transporte, independientemente de cuál parte incurre en el gasto de transporte. Los gastos de transporte de gas natural aumentaron un 171% y un 138% en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2024, respectivamente, en comparación con los mismos períodos en 2023, respectivamente, debido al aumento de las ventas de gas natural sujetas a gastos de transporte, según lo descrito anteriormente.

Regalías de Gas Natural

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Gas Natural						
Regalías de Esperanza	\$ 1,014	\$ 841	21%	\$ 2,833	\$ 3,020	(6%)
Regalías de VIM-5	10,439	11,225	(7%)	36,935	33,885	9%
Regalías de VIM-21	3,623	2,737	32%	8,112	6,655	22%
Regalías de VIM-33	6	0	n/a	6	0	n/a
Gasto de Regalías	\$ 15,082	\$ 14,803	2%	\$ 47,886	\$ 43,560	10%
Tasas de Regalías de Gas Natural						
Esperanza	8.9%	8.6%	3%	8.8%	8.8%	0%
VIM-5	22.0%	22.6%	(3%)	22.2%	21.8%	2%
VIM-21	9.4%	9.8%	(4%)	9.4%	9.8%	(4%)
VIM-33	8.5%	0%	n/a	8.5%	0%	n/a
Tasa de Regalías de Gas Natural	15.3%	16.7%	(8%)	16.7%	16.7%	0%

Las regalías de gas natural de la Compañía generalmente son a una tasa de 6.4%, hasta que la producción neta del campo alcanza los 5,000 boepd, punto en el cual las tasas de regalías aumentan en una escala gradual hasta una tasa máxima del 20% con una producción del campo de 600,000 boepd. La producción de gas natural de Esperanza y VIM-5 de la Compañía está sujeta a una regalía especial adicional de 2% a 4%. La producción de gas natural de la Compañía en VIM-5, VIM-21 y VIM-33 está sujeta a un factor x de regalía adicional a tasas de 13%, 3% y 1%, respectivamente.

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

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Precios Promedios de Referencia						
Henry Hub (\$/MMBtu)	\$ 2.41	\$ 2.70	(11%)	\$ 2.32	\$ 2.53	(8%)
Alberta Energy Company (ÆCOG) (\$/MMBtu)	\$ 0.49	\$ 1.84	(73%)	\$ 0.79	\$ 1.78	(56%)
Brent (\$/bbl)	\$ 72.87	\$ 92.59	(21%)	\$ 80.18	\$ 82.26	(3%)
Precios Promedios de Venta, Netos de Transporte						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 6.69	\$ 5.40	24%	\$ 6.71	\$ 5.22	29%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 27.56	\$ 52.50	(48%)	\$ 29.52	\$ 44.51	(34%)
Promedio corporativo (\$/boe)	\$ 37.56	\$ 31.11	21%	\$ 37.79	\$ 29.98	26%

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

Los precios promedios de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, aumentaron un 24% y un 29% a \$6.69 por Mcf y \$6.71 por Mcf, respectivamente, para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2024, en comparación con \$5.40 por Mcf y \$5.22 por Mcf para los mismos periodos en 2023, respectivamente. El aumento de los precios promedios de venta del gas natural y el GNL, netos de transporte, para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2024, se debe a a) un aumento del 19% en el precio promedio de venta de los contratos firmes a largo plazo a precio fijo a \$6.04 dólares por Mcf para los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2024, en comparación con \$5.09 por Mcf para el mismo periodo de 2023, y b) un aumento en los precios interrumpibles como resultado de la escasez de suministro de gas natural en Colombia.

La disminución del 48% y del 34% en los precios promedios del petróleo crudo tanto para los tres como para los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2024, en comparación con los mismos periodos en 2023, respectivamente, se debe a una mayor porción de la producción total de petróleo vendida bajo acuerdo de tarifa.

Gastos Operativos

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Gas natural y GNL	\$ 5,957	\$ 5,837	2%	\$ 18,126	\$ 15,935	14%
Petróleo de Colombia	\$ 1,012	\$ 1,084	(7%)	\$ 3,370	\$ 2,688	25%
Gastos operativos totales	\$ 6,969	\$ 6,921	1%	\$ 21,496	\$ 18,623	15%
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 0.41	\$ 0.36	14%	\$ 0.42	\$ 0.32	31%
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 6.90	\$ 23.06	(70%)	\$ 7.91	\$ 18.23	(57%)
Corporativos (\$/boe)	\$ 2.56	\$ 2.37	8%	\$ 2.71	\$ 2.09	30%

Los gastos operativos de gas natural y GNL aumentaron un 2% y un 14% a \$6.0 millones y \$18.1 millones para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2024, respectivamente, en comparación con \$5.8 millones y \$15.9 millones para los mismos periodos en 2023, respectivamente. El aumento en los gastos operativos de gas

natural y GNL para los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2024 se debe a la combinaci3n de a) el aumento en las actividades de mantenimiento, b) el aumento en los costos de tratamiento de agua y manejo de arena, c) el aumento en los costos de arrendamiento de equipo, y d) la inflaci3n.

Los gastos operativos del petr3leo de Colombia disminuyeron un 7% para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2024, en comparaci3n con el mismo periodo en 2023, principalmente debido a una disminuci3n en las actividades de mantenimiento. Para los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2024, los gastos operativos del petr3leo de Colombia aumentaron un 25%, en comparaci3n con el mismo periodo en 2023, principalmente debido a a) el uso de instalaciones de arrendamiento a corto plazo durante el primer semestre de 2024 y b) la inflaci3n.

Ganancias Operacionales Netas

\$/Mcf	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2024	2023	Variaci3n	2024	2023	Variaci3n
Gas Natural y GNL						
Ingreso, neto de gastos de transporte ⁽¹⁾	\$ 6.69	\$ 5.40	24%	\$ 6.71	\$ 5.22	29%
Regal3os	(1.03)	(0.90)	14%	(1.12)	(0.87)	29%
Gastos operativos ⁽²⁾	(0.41)	(0.36)	14%	(0.42)	(0.32)	31%
Ganancia operacional neta	\$ 5.25	\$ 4.14	27%	\$ 5.17	\$ 4.03	28%

\$/bbl	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2024	2023	Variaci3n	2024	2023	Variaci3n
Petr3leo de Colombia						
Ingreso, neto de gastos de transporte ⁽¹⁾	\$ 27.56	\$ 52.50	(48%)	\$ 29.52	\$ 44.51	(34%)
Regal3os	(0.85)	(3.45)	(75%)	(0.92)	(2.73)	(66%)
Gastos operativos ⁽²⁾	(6.90)	(23.06)	(70%)	(7.91)	(18.23)	(57%)
Ganancia operacional neta	\$ 19.81	\$ 25.99	(24%)	\$ 20.69	\$ 23.55	(12%)

(1) Consulte la secci3n de Precios Promedios de Referencia y Realizados de Venta, Netos de Transporte en este MD&A para m3s informaci3n.

(2) Consulte la secci3n de Gastos Operativos en este MD&A para m3s informaci3n.

\$/boe	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2024	2023	Variaci3n	2024	2023	Variaci3n
Corporativas						
Ingreso, neto de gastos de transporte	\$ 37.56	\$ 31.11	21%	\$ 37.79	\$ 29.98	26%
Regal3os	(5.58)	(5.12)	9%	(6.09)	(4.94)	23%
Gastos operativos	(2.56)	(2.37)	8%	(2.71)	(2.09)	30%
Ganancia operacional neta	\$ 29.42	\$ 23.62	25%	\$ 28.99	\$ 22.95	26%

Gastos Generales y Administrativos

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2024	2023	Variaci3n	2024	2023	Variaci3n
Costos brutos	\$ 9,912	\$ 11,006	(10%)	\$ 29,325	\$ 30,948	(5%)
Menos: montos capitalizados	(2,036)	(2,588)	(21%)	(6,098)	(7,192)	(15%)
Gastos generales y administrativos	\$ 7,876	\$ 8,418	(6%)	\$ 23,227	\$ 23,756	(2%)
\$/boe	\$ 2.89	\$ 2.88	0%	\$ 2.93	\$ 2.67	10%

Los costos brutos generales y administrativos (G&A) disminuyeron un 10% y un 5% durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2024, respectivamente, en comparaci3n con los mismos periodos en 2023, principalmente debido a a) costos en que se incurri3 en 2023 relacionados con la reestructuraci3n corporativa de

Canacol los cuales fueron no recurrentes, y b) las iniciativas de recorte de costos de la Compañía, compensadas por la inflación.

Gasto de Financiamiento Neto

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Gasto de financiamiento neto pagado	\$ 15,088	\$ 11,370	33%	\$ 42,476	\$ 31,641	34%
Gastos de financiamiento netos distintos a efectivo	3,094	2,658	16%	8,553	9,447	(9%)
Gasto de financiamiento neto	\$ 18,182	\$ 14,028	30%	\$ 51,029	\$ 41,088	24%

El gasto de financiamiento neto aumentó un 30% y un 24% durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2024, respectivamente, en comparación con los mismos periodos en 2023, respectivamente, principalmente como resultado de un aumento de la deuda total y un aumento en las tasas de interés de referencia.

Gasto por Remuneración Basada en Acciones

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Gasto de unidades liquidadas en acciones	\$ 136	\$ 0	n/a	\$ 586	\$ 14	>999%
Gasto de unidades liquidadas en efectivo	2,176	1,282	70%	1,952	4,553	(57%)
Remuneración basada en acciones	\$ 2,312	\$ 1,282	80%	\$ 2,538	\$ 4,567	(44%)

El gasto de unidades liquidadas en acciones está relacionado con opciones sobre acciones, cuyo valor razonable se amortiza y se contabiliza como gasto a lo largo de sus respectivos periodos de adquisición. Las opciones sobre acciones se liquidan en acciones cuando se ejercen. Los gastos de unidades liquidadas en acciones aumentaron tanto para los tres como para los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2024, en comparación con los mismos periodos en 2023, debido a nuevas opciones sobre acciones otorgadas a los empleados.

El gasto de unidades liquidadas en efectivo está relacionado con 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]), cuyo valor razonable se amortiza y se contabiliza como gasto a lo largo de sus respectivos periodos de adquisición y se revalora en cada fecha de reporte con base en el precio de las acciones de la Compañía. Se espera que las UAR, las PSU y las DSU se liquiden en efectivo. El gasto de unidades liquidadas en efectivo aumentó un 70% para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, debido a la emisión de nuevos otorgamientos. El gasto de unidades liquidadas en efectivo disminuyó un 57% para los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2024, en comparación con el mismo periodo en 2023, debido a la disminución del precio de las acciones de Canacol.

Gasto por Agotamiento y Depreciación

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2024	2023	Variación	2024	2023	Variación
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 20,254	\$ 17,619	15%	\$ 58,713	\$ 55,839	5%
\$/boe	\$ 7.43	\$ 6.03	23%	\$ 7.40	\$ 6.27	18%

El gasto por agotamiento y depreciación por boe aumentó un 23% y un 18% en los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2024, respectivamente, en comparación con los mismos periodos en 2023, respectivamente, debido a una mayor tasa de agotamiento.

Gasto de Impuesto de Renta

	Tres meses terminados en septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2024	2023	2024	2023
Gasto de impuesto de renta corriente	\$ 26,223	\$ 10,063	\$ 54,595	\$ 60,731
Gasto (recuperación) de impuesto de renta diferido	5,250	(15,659)	48,385	(71,958)
Gasto (recuperación) de impuesto de renta	\$ 31,473	\$ (5,596)	\$ 102,980	\$ (11,227)

El ingreso de la Compañía antes de impuestos estuvo sujeto a la tasa legal del impuesto sobre la renta en Colombia del 35% para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2024. Además, el ingreso gravable generado por el negocio relacionado con el petróleo crudo estuvo sujeto a una sobretasa adicional del 10%.

El gasto del impuesto de renta corriente, para los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2024, disminuyó un 10% en comparación con el mismo periodo en 2023, a pesar de un aumento del 20% en el EBITDAX. La disminución es atribuible al proceso de reestructuración corporativa en curso, que comenzó en el cuarto trimestre de 2022, el cual involucró la reasignación de los activos de Esperanza y VIM-21 a subsidiarias poseídas al 100%, para mejorar la alineación operacional y crear una estructura más rentable.

A pesar de registrar un gasto de impuesto de renta corriente de \$54.6 millones para los nueve meses de 2024, la Compañía espera que el gasto de impuesto de renta corriente anual de 2024 sea en total de aproximadamente \$30 millones.

Para los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2024, la Compañía registró un gasto de impuesto de renta diferido de \$48.4 millones, principalmente como resultado de la devaluación de las pérdidas de impuestos no usadas de la Compañía y los fondos de capital que están denominados en pesos colombianos.

Pagos en Efectivo de Impuestos de Renta

	Tres meses terminados en septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2024	2023	2024	2023
Pagos y cuotas de impuesto de renta	\$ 35,860	\$ 6,734	\$ 65,941	\$ 101,829
Retención de impuestos	\$ 1,718	\$ 2,017	\$ 9,554	\$ 9,025

Gastos de Capital

	Tres meses terminados en septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2024	2023	2024	2023
Tierra, servicios, EIA y comunidades	\$ 250	\$ 2,559	\$ 6,297	\$ 7,425
Perforación, completamiento, prueba y acondicionamientos	18,208	18,731	57,216	67,375
Instalaciones, equipos e infraestructuras	6,725	14,293	26,410	25,947
Ducto a Medellín	0	2,155	(9)	6,241
Inventario de bodega, activos corporativos y otros	(3,291)	3,560	(2,237)	29,237
G&A capitalizados	2,036	2,588	6,098	7,192
Ingresos por disposición	0	(56)	(116)	(479)
Gastos de capital netos en efectivo	23,928	43,830	93,659	142,938
Costos y ajustes distintos a efectivo:				
Activos de derecho de uso arrendados	60	19	3,089	118
Disposición	0	43	109	437
Cambio en obligaciones de desmantelamiento y otros	2,089	(2,742)	2,562	1,223
Gastos de capital netos	\$ 26,077	\$ 41,150	\$ 99,419	\$ 144,716
Gastos de capital netos contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 11,657	\$ 17,639	\$ 35,515	\$ 40,569
Gastos en propiedades, planta y equipo	14,420	23,524	63,911	104,191
Disposición	0	(13)	(7)	(44)
Gastos de capital netos	\$ 26,077	\$ 41,150	\$ 99,419	\$ 144,716

Los gastos de capital netos para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2024 están relacionados principalmente con:

- Pozo de exploración Cardamomo-1;
- Pozo de evaluación Chontaduro-3;
- Pozo de exploración Natilla-2;
- Pozo de desarrollo Nispero-2;
- Costos relacionados con instalaciones de compresión y acondicionamientos en los bloques VIM-5 y VIM-21; y
- Costos de tierra, comunidades y otros costos en los bloques VIM-5, VMM-47, VIM-21, VMM10-1, VMM-53 y VMM-45.

Liquidez y Recursos de Capital

Administración de Capital

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

La Compañía monitorea el apalancamiento y ajusta su estructura de capital con base en su nivel de deuda neta. La deuda neta se define como el monto de capital de sus obligaciones de largo plazo pendientes menos capital de

trabajo, según se define arriba. Con el fin de facilitar la administración de su deuda neta, la Compañía prepara presupuestos anuales, los cuales se actualizan según sea necesario dependiendo de factores variantes que incluyen precios corrientes y proyectados de productos básicos, cambios en la estructura de capital, ejecución del plan de negocios de la Compañía y condiciones generales de la industria. El presupuesto anual es aprobado por la Junta Directiva y se preparan y revisan actualizaciones según sea necesario.

Títulos Preferenciales

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

Línea de Crédito Rotativo

En febrero 17 de 2023, la Compañía suscribió una línea de crédito rotativo no garantizado preferencial ("RCF" [por su sigla en inglés]) de \$200 millones con un sindicato de bancos. La RCF tiene una tasa de interés anual de SOFR [sigla en inglés de Tasa de Financiación Garantizada a Un Día] + 4.5%, tiene un plazo de cuatro años, y la Compañía puede pagar/volver a retirar la RCF en cualquier momento dentro del plazo sin penalización. Todo monto no retirado está sujeto a una tasa de compromiso equivalente al 30% del margen de interés del 4.50% durante todo el período de disponibilidad. La RCF no está sujeta a redeterminaciones periódicas típicas. El monto utilizado y pendiente a septiembre 30 de 2024 era de \$200 millones.

Línea de Préstamo a Plazo Preferencial

En septiembre 3 de 2024, la Compañía tomó una línea de préstamo a plazo preferencial garantizada de \$75 millones (el "Préstamo a Plazo") con Macquarie Group ("Macquarie"). El retiro inicial fue de \$50 millones, con un compromiso adicional de \$25 millones disponibles durante un período de 12 meses en caso de que se cumplan ciertas medidas de producción. El Préstamo a Plazo tiene una tasa de interés anual de SOFR + 8.0% sobre los montos retirados y 2.4% sobre los montos no utilizados. El Préstamo a Plazo se amortizará en cuatro cuotas trimestrales iguales a partir de diciembre 3 de 2025. No se pueden realizar pagos anticipados durante los primeros 12 meses. El Préstamo a Plazo está garantizado por todos los activos materiales de la Compañía.

En conexión con el Préstamo a Plazo, se emitieron 1,888,448 garantías de compra de acciones ordinarias (las "Garantías") a Macquarie, y cada Garantía da derecho a Macquarie a comprar una acción ordinaria de la Compañía a un precio de ejercicio igual al precio de negociación promedio ponderado por volumen de cinco días terminados en septiembre 3 de 2024. Las Garantías vencerán tres años después de la fecha de emisión. Las Garantías fueron valoradas en \$1.6 millones (\$1.4 millones netos de comisiones) y se contabilizaron en Otras Reservas a septiembre 30 de 2024.

Pactos Financieros

Los Títulos Preferenciales de la Compañía, la RCF y el Préstamo a Plazo incluyen varios pactos relacionados con máximo apalancamiento, mínima cobertura de intereses, requisitos mínimos de liquidez, valor mínimo de reservas, endeudamiento, operaciones, inversiones, ventas de activos, gastos de capital y otros pactos de negocios operativos estándares.

Los pactos financieros de la Compañía incluyen:

- a) Razón de Apalancamiento Consolidado: una razón máxima de deuda total consolidada, menos efectivo y equivalentes a efectivo, a EBITDAX ajustado de los últimos 12 meses, de 3.25:1.00 (endeudamiento) o 3.50:1.00 (mantenimiento).
- b) Razón de Cobertura de Interés Consolidado: una razón mínima de EBITDAX ajustado de los últimos 12 meses, a gasto de interés de los últimos 12 meses, excluyendo gastos no en efectivo, de 2.50:1.00.
- c) Razón Corriente Consolidada: una razón mínima de activos corrientes ajustados a pasivos corrientes ajustados de 1.00:1.00; y
- d) Razón de Cobertura de Activos Consolidados: una razón mínima de valor presente neto total de las reservas productivas desarrolladas probadas antes de impuestos (descontado al 10%) a la fecha de informe de reservas

más reciente ("Valor PDP PV10" [por su sigla en inglés]), a capital retirado y pendiente del Préstamo a Plazo, de 2,50 a 1,00.

A septiembre 30 de 2024, la Compañía estaba cumpliendo con los pactos.

	Septiembre 30 de 2024	Diciembre 31 de 2023
Títulos Preferenciales - capital (5.75%)	\$ 500,000	\$ 500,000
RCF (SOFR + 4.5%) ⁽¹⁾	200,000	200,000
Préstamo a Plazo (SOFR + 8%) ⁽¹⁾	50,000	0
Obligaciones de arrendamiento	13,430	13,732
Deuda total	763,430	713,435
Deficit (superávit) de capital de trabajo	(62,058)	10,028
Deuda neta	\$ 701,372	\$ 723,463

(1) La tasa SOFR para los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2024 fue de 5.28%.

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

	Septiembre 30 de 2024	Diciembre 31 de 2023
Deuda total	\$ 763,430	\$ 713,435
Menos: efectivo y equivalentes a efectivo	(67,141)	(39,425)
Deuda neta para efectos del pacto	\$ 696,289	\$ 674,010
EBITDAX ajustado	\$ 273,216	\$ 236,829
Razón de Apalancamiento Consolidado	2.55	2.85

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

	Septiembre 30 de 2024	Diciembre 31 de 2023
EBITDAX ajustado	\$ 273,216	\$ 236,829
Gasto de intereses, excluyendo gastos distintos a efectivo	\$ 56,384	\$ 46,852
Razón de Cobertura de Intereses Consolidado	4.85	5.05

La Razón Corriente Consolidada se calcula como se indica a continuación:

	Septiembre 30 de 2024	Diciembre 31 de 2023
a) Activos Corrientes Consolidados		
Activos corrientes consolidados, según han sido reportados	\$ 171,690	\$ 151,635
Mínus: Inventario de materiales en bodega (con tope)	20,000	20,000
Activos corrientes consolidados para efectos del pacto	\$ 191,690	\$ 171,635
b) Pasivos Corrientes Consolidados		
Pasivos corrientes consolidados, según han sido reportados	\$ 114,096	\$ 164,904
Menos: Porción corriente de obligaciones de arrendamiento	4,464	3,241
Menos: Ingreso diferido	14,501	6,640
Pasivos corrientes consolidados para efectos del pacto	\$ 95,131	\$ 155,023
Razón Corriente Consolidada	2.02	1.11

La Razón de Cobertura de Activos Consolidados se calcula como se indica a continuación

	Septiembre 30 de 2024	Diciembre 31 de 2023
Valor PDP PV10	\$ 398,593	\$ 398,593
Saldo del capital del Préstamo a Plazo	50,000	0
Razón de Cobertura de Activos Consolidados	7.97	n/a

A noviembre 5 de 2024, la Compañía tenía en circulación 34.1 millones de acciones ordinarias, 1.2 millones de opciones de compra de acciones, 4.1 millones de UAR, DSU y PSU, y 1.9 millones de garantías de compra de acciones.

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 2024:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda de largo plazo y capital	\$ 0	\$ 250,000	\$ 500,000	\$ 750,000
Obligaciones de arrendamiento - no descontadas	4,843	8,401	821	14,065
Cuentas por pagar, comerciales y otras	79,479	0	0	79,479
Impuestos por pagar	14,329	0	0	14,329
Otras obligaciones de largo plazo	0	7,408	0	7,408
Pasivo de remuneración de incentivo a largo plazo	1,323	1,034	0	2,357
Contratos de exploración y producción	3,914	42,490	1,762	48,166
Contratos de operación de estación de compresión	2,810	5,790	736	9,336
	\$ 106,698	\$ 315,123	\$ 503,319	\$ 925,140

Cartas de Crédito

A septiembre 30 de 2024, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$65.4 millones (\$87.5 millones a diciembre 31 de 2023) para garantizar compromisos de trabajo en bloques de exploración en Colombia y para garantizar otros compromisos contractuales.

Contratos de Exploración y Producción

La Compañía ha celebrado una serie de contratos de exploración en Colombia, los cuales exigen que la Compañía cumpla compromisos de programas de trabajo y emita garantías financieras relacionadas con los mismos. En total, la Compañía tiene compromisos de exploración pendientes a septiembre 30 de 2024 por \$48.2 millones y ha emitido \$29.7 millones del total de \$65.4 millones en garantías financieras relacionadas con ellos.

Transacciones con Partes Relacionadas

La Compañía tenía una inversión en una compañía que cotiza en bolsa, Arrow Exploration Corp. ("Arrow"), de la cual dos miembros de su junta directiva son también miembros claves de la administración de la Compañía. En abril 26 de 2024, la Compañía vendió todas sus acciones ordinarias de Arrow a £0.185 por acción por un total de USD\$13.3 millones, netos de comisiones.

Sostenibilidad

Como se indica en el Informe Integrado ASG de 2023 de la Compañía, Canacol actualmente es una productora de gas natural sostenible líder en las Américas. En 2023 logramos intensidades de emisión de GEI de Alcance 1 y 2 que fueron más de un 45% más bajas en promedio que las de nuestros pares enfocados en gas y más de un 75% más bajas en promedio que las de nuestros pares enfocados en petróleo en América del Norte y del Sur. La ambición de Canacol es continuar liderando la industria de petróleo y gas en Colombia en términos de abastecer las crecientes demandas de energía de los colombianos, al mismo tiempo reduciendo las emisiones de carbono, explorando vías de generación de energía renovable, fomentando la autosuficiencia energética nacional y catalizando el crecimiento y el desarrollo de la economía colombiana y de su gente. Canacol apoya con entusiasmo los objetivos globales para cumplir con las metas del Acuerdo de París, y mantiene su compromiso de apoyar el objetivo de Colombia de lograr una reducción del 51% en las emisiones para 2030. En línea con este compromiso, Canacol ha establecido sus metas de descarbonización, por las cuales apunta a reducir las emisiones de Alcance

1 y 2 en un 35% para 2035 y lograr neutralidad de carbono en 2050. El objetivo de la Compañía en asuntos ASG es mejorar la calidad de vida de millones de personas a través de la exploración, la producción y el suministro de gas natural convencional en Colombia. Al mismo tiempo, la Compañía está enfocada en generar valor para sus grupos de interés de forma sostenible, colaborativa, corresponsable, respetuosa y transparente. Con la transición al gas natural, la Compañía tiene una propuesta de valor ambientalmente amigable que contribuye a la reducción de las emisiones de CO₂ en Colombia y permite un uso más eficiente de los recursos.

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

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

Estos logros reflejan la dedicación de Canacol a la sostenibilidad y su rol como líder en la industria. Esto es reconocido por terceras agencias de calificación ASG y de sostenibilidad, donde mantuvimos una calificación de 'A' en MSCI por segundo año consecutivo y fuimos agregados al Anuario de Sostenibilidad de S&P para 2024.

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

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

Perspectiva

Para 2024, la Compañía se mantiene enfocada en los siguientes objetivos:

1. Con el fin de mantener y aumentar las reservas y la producción de Canacol en sus activos principales de gas en la cuenca del Valle del Bajo Magdalena, la Compañía está ejecutando programas integrales de desarrollo, exploración, reacondicionamiento e infraestructura. La Compañía tiene como objetivo optimizar su producción y aumentar las reservas mediante la perforación de cinco pozos de desarrollo, seis pozos de exploración, la instalación de nuevas instalaciones de compresión y procesamiento, y la ejecución de operaciones de reacondicionamiento en pozos productores en los campos de gas claves de la Compañía. A la fecha en 2024, la Compañía ha completado la perforación de dos pozos de exploración exitosos, un pozo de exploración no exitoso y cuatro pozos de desarrollo exitosos, el reacondicionamiento de 15 pozos existentes y la instalación de 10 nuevos compresores de gas. A través de estas actividades, la Compañía ha logrado estabilizar sus ventas de gas a una tasa promedio de 160 MMcfpd durante el tercer trimestre de 2024. Estas actividades de desarrollo y exploración están planeadas para respaldar el sólido EBITDA de Canacol y permitir a la Compañía aprovechar la fuerte dinámica del mercado en 2024. La Compañía también ha iniciado la perforación del pozo de exploración de alto impacto Natilla-2 en su contrato de E&P SSJN-7 operado al 100% y anticipa los resultados para fines de 2024. La Compañía ha completado la perforación del pozo de desarrollo Nispero-2, que entrará en producción la próxima semana, y está movilizando dos torres de perforación para perforar los pozos de exploración Kite-1 y Pibe-1 que, si son exitosos, podrán incorporarse rápidamente a la producción.
2. Mantener un bajo costo de capital, liquidez de caja y flexibilidad de balance para invertir a largo plazo. Al 30 de septiembre de 2024, la Compañía tenía un saldo de caja de \$67 millones.
3. La Compañía ha asegurado la aprobación del cuarto contrato de E&P en Bolivia, Tita, que cubre la reactivación de un campo de gas existente. Los próximos pasos serán firmar los cuatro contratos e iniciar las operaciones de desarrollo con miras a sumar reservas y producción y comenzar las ventas de gas en 2025; y
4. Continuar con el compromiso de la Compañía con su estrategia ambiental, social y de gobierno.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

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

	2024				2023			2022
	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4	TRIMESTRE 3	TRIMESTRE 2	TRIMESTRE 1	TRIMESTRE 4
Financieros								
Ingresos totales, netos de regalíes y gasto de transporte ⁽¹⁾	87,934	88,288	77,691	79,718	76,618	74,605	73,913	67,956
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾	57,909	57,121	42,226	30,958	48,950	33,686	32,693	(16,977)
Por acci' n b b j sicos (\$) ⁽¹⁾	1.70	1.67	1.24	0.91	1.44	0.99	0.96	(0.50)
Por acci' n b diluidos (\$) ⁽¹⁾	1.70	1.67	1.24	0.91	1.44	0.99	0.96	(0.50)
Flujo de caja aportado (usado) por actividades operativas	21,692	49,202	54,719	22,571	66,212	(24,413)	30,969	50,034
Ingreso (p. rdida) neto(a) e ingreso (p. rdida) total	10,346	(21,298)	3,654	29,897	(524)	39,990	16,874	133,722
Por acci' n b b j sicos (\$)	0.30	(0.62)	0.11	0.88	(0.02)	1.17	0.49	3.92
Por acci' n b diluidos (\$)	0.30	(0.62)	0.11	0.88	(0.02)	1.17	0.49	3.92
EBITDAX ajustado ⁽¹⁾	85,844	73,187	61,041	53,144	62,103	60,654	60,928	52,003
Promedio ponderado de acciones en circulaci' n b b j sico	34,111	34,111	34,111	34,111	34,111	34,111	34,111	34,113
Promedio ponderado de acciones en circulaci' n b diluido	34,111	34,111	34,111	34,111	34,111	34,111	34,111	34,113
Gastos de capital en efectivo netos ⁽¹⁾	23,928	33,853	35,878	72,246	43,830	51,985	47,123	50,382
Operaciones								
Producci' n								
Gas natural y GNL (Mcfpd)	164,551	162,652	154,043	168,127	181,028	187,687	188,384	177,985
Petr' leo de Colombia (bopd)	1,607	1,700	1,405	627	531	527	565	546
Total (boepd)	30,476	30,235	28,430	30,123	32,290	33,455	33,615	31,771
Ventas contractuales realizadas								
Gas natural y GNL (Mcfpd)	159,764	158,541	150,421	164,840	178,188	184,752	185,624	175,580
Petr' leo de Colombia (bopd)	1,594	1,681	1,389	590	511	523	587	541
Total (boepd)	29,623	29,495	27,779	29,509	31,772	32,936	33,153	31,345
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	5.25	5.34	4.90	4.39	4.14	3.94	4.01	3.73
Petr' leo de Colombia (\$/bbl)	19.81	21.98	20.15	13.29	25.99	18.57	25.86	22.81
Corporativas (\$/boe)	29.42	29.95	27.51	24.82	23.62	22.36	22.88	21.27

(1) Medida que no estį en las NIIF. Ver la secci' n 3 Medidas que no estį n en las NIIF&en este MD&A.

RIESGOS E INCERTIDUMBRES

No ha habido cambios significativos en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2024 en los riesgos e incertidumbres según están identificados en el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2023. 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 2023, según está radicado en SEDAR+, incorporado en este documento por referencia.

POLÍTICAS CONTABLES Y ESTIMADOS CRÍTICOS

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

CAMBIOS EN POLÍTICAS CONTABLES

La Compañía no ha implementado nuevas políticas contables durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2024. Discusiones detalladas de las nuevas políticas contables y su impacto se proporcionan en los estados financieros.

POLÍTICAS NORMATIVAS

Controles y Procedimientos de Revelación

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

Controles Internos de Informes Financieros

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

Durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2024, no ha habido cambio en los CIIF de la Compañía que haya afectado significativamente, o que sea razonablemente probable que afecte significativamente, los CIIF de la Compañía.

Limitaciones de los Controles y Procedimientos

La administración de la Compañía, incluyendo su CEO y su CFO, consideran que, sin importar cuán bien concebidos y operados sean los C&PR o CIIF, solamente pueden brindar seguridad razonable, no absoluta, sobre que se cumplen los objetivos del sistema de control. Además, el diseño de un sistema de control debe reflejar el hecho de que hay limitaciones de recursos, y los beneficios de los controles deben ser considerados en relación con sus costos. Debido a las limitaciones inherentes en todos los sistemas de control, no pueden ofrecer seguridad absoluta de que todos los problemas de control y los casos de fraude dentro de la Compañía, si los ha habido, han sido prevenidos o detectados. Estas limitaciones inherentes incluyen las realidades de que los juicios en la toma de decisiones pueden ser deficientes, y que pueden presentarse fallas 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 periodos futuros están sujetas al riesgo de que los controles se vuelvan inadecuados debido a cambios en las condiciones, o que el grado de cumplimiento de las políticas o los procedimientos se deteriore.