

CANACOL ENERGY LTD.

INFORME DE DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE LA ADMINISTRACIÓN
TRES Y NUEVE MESES TERMINADOS EN SEPTIEMBRE 30 DE 2021



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		
	2021	2020	Cambio	2021	2020	Cambio
Ingresos totales por gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regal ías y gasto de transporte	72,802	57,429	27 %	198,589	182,828	9 %
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ^{(1) (2)}	38,227	33,409	14 %	110,156	109,871	—
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.22	0.18	22 %	0.62	0.61	2 %
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.22	0.18	22 %	0.62	0.61	2 %
Ganancia (p érdida) neta y otra ganancia (p érdida) total	8,790	2,609	237 %	8,153	(5,664)	n/a
Por acción – básica (\$)	0.05	0.01	400 %	0.05	(0.03)	n/a
Por acción – diluida (\$)	0.05	0.01	400 %	0.05	(0.03)	n/a
Flujo de caja aportado por actividades operativas ⁽²⁾	57,046	50,016	14 %	94,933	125,848	(25 %)
Por acción – básico (\$)	0.32	0.28	14 %	0.53	0.70	(24 %)
Por acción – diluido (\$)	0.32	0.28	14 %	0.53	0.69	(23 %)
EBITDAX ⁽¹⁾	53,836	42,303	27 %	145,190	141,588	3 %
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	177,245	180,980	(2 %)	178,675	180,942	(1 %)
Promedio ponderado de acciones en circulación – diluido	177,245	181,495	(2 %)	178,675	181,543	(2 %)
Gastos de capital, netos de disposiciones	24,177	26,437	(9 %)	78,384	54,598	44 %
				Septiembre 30 de 2021	Diciembre 31 de 2020	Cambio
Efectivo y equivalentes de efectivo ⁽³⁾				43,114	68,280	(37 %)
Superávit de capital de trabajo				37,996	73,404	(48 %)
Deuda total				409,192	415,209	(1 %)
Activos totales				740,604	749,792	(1 %)
Acciones ordinarias, final del período (000)				176,741	179,515	(2 %)
Operativos	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2021	2020	Cambio	2021	2020	Cambio
Producción de gas natural, GNL y petróleo crudo ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (MMscfpd)	192,402	162,012	19 %	181,712	171,475	6 %
Petróleo de Colombia (bopd)	394	317	24 %	305	292	4 %
Total (boepd)	34,149	28,740	19 %	32,184	30,375	6 %
Ventas contractuales realizadas ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (MMscfpd)	190,553	162,984	17 %	179,931	172,216	4 %
Petróleo de Colombia (bopd)	168	347	(52 %)	227	281	(19 %)
Total (boepd)	33,598	28,941	16 %	31,794	30,494	4 %
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	3.49	3.47	1 %	3.34	3.57	(6 %)
Petróleo de Colombia (\$/bopd)	30.93	17.04	82 %	33.21	16.98	96 %
Corporativo (\$/boe)	19.96	19.76	1 %	19.13	20.30	(6 %)

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

(2) Los fondos ajustados provenientes de las operaciones representan flujos de efectivo aportados por las actividades operativas antes de algunos ajustes relacionados con: i) cambios en el capital de trabajo distinto a efectivo de \$2.1 millones y ii) el pago del saldo pendiente restante del pasivo de liquidación de litigio de la Compañ ía de \$13.1 millones.

(3) La Compañ ía hizo algunos pagos en efectivo significativos durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021 relacionados con: i) algunos pagos en efectivo de gasto de impuesto sobre la renta (ver la sección "Gasto de Impuesto sobre la Renta" en este MD&A) de \$31.9 millones y ii) pago de intereses semestrales de T ítulos Preferenciales de \$11.6 millones, compensados por la mayor ía de las cuotas de impuestos prepagados en 2020 por un total de \$9 millones que fueron recibidos de la autoridad tributaria colombiana.

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 2650, 585 – 8th Avenue SW, Calgary, Alberta, T2P 1G1, 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 3 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 2021 (los “estados financieros”), y los estados financieros consolidados auditados y el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2020. 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, 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 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	
	2021	2020	2021	2020
Flujo de caja aportado por actividades operativas	\$ 57,046	\$ 50,016	\$ 94,933	\$ 125,848
Cambios en capital de trabajo distinto a efectivo	(18,819)	(17,201)	2,096	(16,571)
Pago de pasivo de liquidación de litigio ⁽¹⁾⁽²⁾	—	—	13,073	—
Liquidación de obligaciones de desmantelamiento	—	594	54	594
Fondos ajustados provenientes de las operaciones	\$ 38,227	\$ 33,409	\$ 110,156	\$ 109,871

(1) El pago del pasivo de liquidación de litigio fue incluido en el flujo de caja aportado por actividades operativas debido a que la naturaleza de la liquidación está relacionada con una disputa previa sobre gastos de transporte y, en esa medida, los costos se incluyen en las actividades operativas durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021.

(2) La liquidación del pasivo de liquidación de litigio incluye pagos mensuales regulares de \$0.2 millones 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:

	2020		2021		
	Trimestre 4	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Per íodo Total
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	\$ 921	\$ (3,062)	\$ 2,424	\$ 8,790	\$ 9,073
(+) Gasto de intereses	7,850	7,754	8,078	7,587	31,269
(+) Gasto de impuesto sobre la renta	20,149	17,137	4,769	16,034	58,089
(+) Agotamiento y depreciación	16,314	16,903	15,930	17,626	66,773
(+) Gasto de exploración	—	5,904	5,671	202	11,777
(+) Costos anteriores a la licencia	191	163	819	537	1,710
(+/-) Pérdida (ganancia) por diferencia en cambio no realizada	(524)	584	4,050	854	4,964
(+/-) Otros gastos distintos a efectivo y rubros no recurrentes	1,040	1,333	2,897	2,206	7,476
EBITDAX	\$ 45,941	\$ 46,716	\$ 44,638	\$ 53,836	\$ 191,131

En adición a lo anterior, la administración usa mediciones de capital de trabajo y ganancia operacional neta. El capital de trabajo se calcula como activos corrientes menos pasivos corrientes, excluyendo la porción corriente de obligaciones de largo plazo, y se usa para evaluar el apalancamiento financiero de la Compañía. 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.

El capital de trabajo y la ganancia operacional neta, tal como se han presentado, no tienen un significado estándar establecido por las NIIF y, por lo tanto, pueden no ser comparables 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 2021

- Los volúmenes de las ventas contractuales realizadas de gas natural y gas natural licuado (“GNL”) aumentaron un 17% a 190.6 MMscfpd para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2021, en comparación con 163 MMscfpd para el mismo período en 2020. Los volúmenes de producción promedio de gas natural y GNL aumentaron un 19% a 192.4 MMscfpd para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2021, en comparación con 162 MMscfpd para el mismo período en 2020. El aumento se debe principalmente al aumento de ventas de contratos en firme y del mercado al contado como consecuencia del levantamiento gradual de las restricciones de la pandemia de COVID 19 durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2021.
- Los ingresos totales por gas natural y GNL, netos de regalías y gastos de transporte, para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2021, aumentaron un 16% a \$65.5 millones, en comparación con \$56.3 millones para el mismo período en 2020, lo cual es principalmente atribuible a un aumento de la producción de gas natural y a un precio promedio de venta de gas natural ligeramente más alto, neto de gasto de transporte.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones aumentaron un 14% a \$38.2 millones para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2021, en comparación con \$33.4 millones para el mismo período en 2020. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones por acción básica aumentaron un 22% a \$0.22 por acción básica de \$0.18 por acción básica.
- El EBITDAX aumentó un 27% a \$53.8 millones para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2021, en comparación con \$42.3 millones para el mismo período en 2020.
- La Compañía realizó una ganancia neta de \$8.8 millones para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2021, en comparación con una ganancia neta de \$2.6 millones para el mismo período en 2020, resultando en un aumento de 237% de un año a otro.
- La ganancia operacional neta por gas natural y GNL de la Compañía aumentó en un 1% a \$3.49 por Mcf en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2021, en comparación con \$3.47 por Mcf para el mismo período en 2020. El aumento se debe principalmente al promedio más bajo en gastos operativos, compensado, sin embargo, por un promedio más alto de los gastos de regalías. Los gastos operativos por Mcf disminuyeron un 14% a \$0.25 por Mcf durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2021, en comparación con \$0.29 por Mcf para el mismo período en 2020, principalmente debido a un aumento en la producción de gas natural, dado que los gastos operativos de la Compañía son en su mayoría fijos. Las regalías por Mcf aumentaron un 5% a \$0.69 por Mcf en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2021, en comparación con \$0.66 por Mcf para el mismo período en 2020. El aumento se debe a una mayor producción en el bloque VIM-5 de la Compañía, que está sujeto a una tasa de regalía más alta.
- Los gastos de capital netos para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2021 fueron de \$24.2 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 \$0.1 millones.
- A septiembre 30 de 2021 la Compañía tenía \$43.1 millones en efectivo y equivalentes de efectivo y \$38 millones en superávit de capital de trabajo. La Compañía hizo algunos pagos en efectivo significativos durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021, relacionados con: i) ciertos pagos en efectivo de gasto de impuesto sobre la renta (ver la sección “Gasto de Impuesto sobre la Renta” en este MD&A) y ii) el pago de intereses semestrales de los Títulos Preferenciales de \$11.6 millones, compensados por la mayoría de las cuotas de impuestos prepagados en 2020 por un total de \$9 millones que fueron recibidos de la autoridad

tributaria colombiana.

Resultados de las Operaciones

Para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2021, la producción de la Compañía consistió principalmente en gas natural de los campos Nelson, Palmer, Níspero y Cañahuate en el bloque Esperanza, los campos Clarinete, Pandereta y Oboe en el bloque VIM-5, y los campos Toronja, Arandala, Breva y Aguas Vivas en el bloque VIM-21, situado en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia. La producción de la Compañía también incluyó petróleo crudo de su propiedad Rancho Hermoso en Colombia (“Petróleo de Colombia”). La producción de GNL de la Compañía fue menor al uno por ciento de la producción total de gas natural y GNL y por lo tanto los resultados han sido combinados como “Gas natural y GNL”.

En marzo de 2020, el brote de COVID-19 fue declarado una pandemia por la Organización Mundial de la Salud. Los gobiernos en todo el mundo, incluidos los de Colombia y Canadá, promulgaron medidas de emergencia para combatir la propagación del virus. Estas medidas, que incluyeron la implementación de prohibiciones de viaje, períodos autoimpuestos de cuarentena y distanciamiento social, causaron una interrupción sustancial de los negocios a nivel global que dio lugar a una recesión económica.

Muchas compañías de energía alrededor del mundo fueron fuertemente impactadas por la drástica caída del precio y de la demanda mundiales de petróleo en relación con las medidas tomadas para limitar la pandemia de COVID-19. Canacol ha estado relativamente aislada de los efectos de los bajos precios del petróleo dado el enfoque de la Compañía en la producción de gas natural, con la mayoría de las ventas de gas natural bajo contratos en firme de volumen y precio fijos con precios en USD en boca de pozo.

En marzo 26 de 2020 el gobierno de Colombia impuso un cierre en todo el país y, como resultado, la demanda de gas de la industria, la construcción y el comercio disminuyó significativamente. La demanda de ventas al contado y los precios promedio realizados de ventas de gas natural de la Compañía fueron impactados en consecuencia, lo cual constituye una minoría de la cartera de gas natural de la Compañía. Los contratos de gas natural en firme de Canacol no presentaron casos de fuerza mayor ni eventos de incumplimiento en pagos por entregas. Sin embargo, durante 2020, Canacol permitió a los compradores en firme diferir una porción de sus volúmenes contratados no entregados, para ser entregados a más tardar en noviembre de 2021.

A la fecha de este MD&A, el cierre colombiano está siendo levantado gradualmente y la economía está mostrando signos de recuperación, incluyendo una mayor demanda del gas natural de la Compañía en el mercado al contado en comparación con 2020. Las ventas contractuales realizadas de gas natural durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021 fueron de 190.6 MMscfpd y 179.9 MMscfpd, respectivamente, lo cual es un aumento en comparación con los 162.8 MMscfpd realizados durante los últimos nueve meses terminados en diciembre 31 de 2020, durante el pico de la pandemia. El mes de septiembre de 2021 tuvo ventas contractuales realizadas de gas natural de 197.1 MMscfpd, que se han recuperado casi en su totalidad, en comparación con los niveles prepandémicos de 201.5 MMscfpd realizados durante los tres meses terminados en marzo 31 de 2020.

Durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2021, la Compañía terminó la perforación del pozo de evaluación Aguas Vivas-2 situado en su bloque VIM-21 en busca de gas y alcanzó una profundidad total de 8,728 pies de profundidad medida (“ft md” [por su sigla en inglés]) dentro del depósito de arenisca de Ciénaga de Oro (“CDO”). El pozo encontró 229 pies de verdadera profundidad vertical (“TVD” [por su sigla en inglés]) de zona productiva neta de gas dentro del depósito de arenisca de CDO. El pozo ha sido completado, conectado y puesto en producción permanente.

Durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2021, la Compañía inició la perforación del pozo de evaluación Aguas Vivas-3 situado en su bloque VIM-21 en busca de gas y alcanzó una profundidad total de 8,000 ft md dentro del depósito de arenisca de CDO. El pozo fue perforado con el fin de probar la extensión del nuevo descubrimiento del pozo de exploración Aguas Vivas-1. El pozo encontró 378 de TVD de zona productiva neta de gas dentro del objetivo del depósito de arenisca de CDO. Los resultados de los pozos de evaluación Aguas Vivas 2 y 3 confirman una acumulación de gas significativa en Aguas Vivas. La Compañía integrará estos resultados de perforación con la sísmica 3D existente para definir mejor la extensión de la acumulación en Aguas Vivas y definir los lugares de desarrollo adicionales para perforación futura.

Durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2021, la Compañía inició la perforación del pozo de exploración San Marcos-1 situado en su bloque Esperanza en busca de gas y alcanzó una profundidad total de 7,317 ft md dentro del depósito de arenisca de CDO. El pozo encontró 105 de TVD de zona productiva neta de gas

dentro del objetivo del depósito de arenisca de CDO. El pozo actualmente está siendo puesto en producción permanente.

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

Promedio Diario de Volúmenes de Producción y Ventas Contractuales Realizadas

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

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2021	2020	Cambio	2021	2020	Cambio
Gas Natural y GNL (MMscfpd)						
Producción de gas natural y GNL	192,402	162,012	19 %	181,712	171,475	6 %
Consumo de campo	(1,849)	744	n/a	(1,807)	92	n/a
Ventas de gas natural y GNL ⁽¹⁾	190,553	162,756	17 %	179,905	171,567	5 %
Volúmenes en firme ⁽²⁾	—	228	(100%)	26	649	(96 %)
Ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL	190,553	162,984	17 %	179,931	172,216	4 %
Petróleo de Colombia (bopd)						
Producción de petróleo crudo	394	317	(24 %)	305	292	(4 %)
Movimientos de inventario y otros	(226)	30	n/a	(78)	(11)	609 %
Ventas de petróleo de Colombia	168	347	(52 %)	227	281	(19 %)
Corporativas (boepd / bopd)						
Producción de gas natural y GNL ⁽¹⁾	33,755	28,423	19 %	31,879	30,083	6 %
Producción de petróleo de Colombia	394	317	(24 %)	305	292	(4 %)
Producción total	34,149	28,740	19 %	32,184	30,375	6 %
Consumo de campo e inventario	(551)	161	n/a	(395)	5	n/a
Ventas corporativas totales	33,598	28,901	16 %	31,789	30,380	5 %
Volúmenes en firme ⁽²⁾	—	40	(100%)	5	114	(96 %)
Ventas contractuales realizadas totales	33,598	28,941	16 %	31,794	30,494	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, o c) la determinación de que es remota la probabilidad de uso del derecho de compensación por el comprador.

El aumento del 19% en los volúmenes de producción de gas natural y GNL durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2021, en comparación con el mismo período en 2020, se debe principalmente a: i) un incremento en las ventas de mercado al contado como resultado del levantamiento gradual de las restricciones de la pandemia de COVID-19 durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2021; y ii) un aumento de las ventas de contratos en firme debido que algunos compradores tomaron menos tiempo de inactividad contractual y a menos nominaciones no entregadas, según lo descrito en el punto 3 arriba, durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2021.

Las ventas contractuales realizadas de gas natural y GNL para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021 promediaron aproximadamente 190.6 y 179.9 MMscfpd, respectivamente. Las ventas contractuales realizadas se definen como gas natural y GNL producidos y vendidos más el ingreso recibido por contratos en firme nominados sin entrega real de gas natural o GNL y la expiración de los derechos de los clientes de tomar las entregas más compras de gas natural.

Ingresos, Netos de Regalías y Gastos de Transporte

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2021	2020	Cambio	2021	2020	Cambio
Gas Natural y GNL						
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 86,718	\$ 73,213	18 %	\$238,577	\$ 235,836	1 %
Gastos de transporte	(9,101)	(7,045)	29 %	(27,676)	(24,461)	13 %
Ingresos, netos de gastos de transporte	77,617	66,168	17 %	210,901	211,375	—
Regalías	(12,095)	(9,869)	23 %	(34,511)	(31,883)	8 %
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 65,522	\$ 56,299	16 %	\$176,390	\$ 179,492	(2 %)
Petróleo de Colombia						
Ingresos de petróleo crudo	\$ 852	\$ 1,057	(19 %)	\$ 3,144	\$ 2,435	29 %
Gastos de transporte	(22)	—	n/a	(35)	15	n/a
Ingresos, netos de gastos de transporte	830	1,057	(21 %)	3,109	2,450	27 %
Regalías	(64)	(82)	(22 %)	(239)	(186)	28 %
Ingresos, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 766	\$ 975	(21 %)	\$ 2,870	\$ 2,264	27 %
Corporativos						
Ingresos de gas natural y GNL	\$ 86,718	\$ 73,213	18 %	\$238,577	\$ 235,836	1 %
Ingresos de petróleo crudo	852	1,057	(19 %)	3,144	2,435	29 %
Ingresos totales	87,570	74,270	18 %	241,721	238,271	1 %
Regalías	(12,159)	(9,951)	22 %	(34,750)	(32,069)	8 %
Ingresos de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías	75,411	64,319	17 %	206,971	206,202	—
Ingresos de gas natural y GNL en firme (2)	—	155	(100%)	24	1,072	(98 %)
Ingresos de gas natural, GNL y petróleo crudo, netos de regalías, según lo reportado	75,411	64,474	17 %	206,995	207,274	—
Ingresos de comercialización de gas natural	6,514	—	n/a	19,305	—	n/a
Ingresos totales de gas natural, GNL y petróleo crudo, después de regalías	81,925	64,474	27 %	226,300	207,274	9 %
Gastos de transporte	(9,123)	(7,045)	29 %	(27,711)	(24,446)	13 %
Ingresos totales, netos de regalías y gastos de transporte	\$ 72,802	\$ 57,429	27 %	\$198,589	\$ 182,828	9 %

Comercialización de Gas Natural

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2021	2020	Cambio	2021	2020	Cambio
Ingreso de comercialización de gas natural	\$ 6,514	\$ —	n/a	\$ 19,305	\$ —	n/a
Costo de compras de comercialización de gas natural	(6,466)	—	n/a	(19,197)	—	n/a
Ganancia de comercialización de gas natural	\$ 48	\$ —	n/a	\$ 108	\$ —	n/a

La Compañía reconoció \$6.5 millones y \$19.3 millones de ingresos de comercialización del gas natural e incurrió en costos de compra de gas de \$6.5 millones y \$19.2 millones durante los tres y nueve terminados en septiembre 30 de 2021, respectivamente, relacionados con la entrega de un contrato de comprador a largo plazo. Las compras de gas de la Compañía están limitadas a este contrato a largo plazo en particular y la misma no tiene intención de participar en actividades especulativas de comercialización de gas.

Gastos de Transporte de Gas Natural

La Compañía vende su gas natural en la puerta de su planta de gas de Jobo (de modo que el comprador asume los gastos de transporte y, en esa medida, Canacol no reconoce un gasto de transporte), o bien entrega su gas natural en las sedes de los compradores (de modo que Canacol paga y reconoce los gastos de transporte directamente). En el último caso, los gastos de transporte de la Compañía sobre tales contratos son compensados con precios brutos de venta más altos, lo cual resulta en precios promedio de venta realizados (netos de transporte) consistentes con el precio realizado de la Compañía en que el comprador incurre en el gasto de transporte. La mezcla de estos dos tipos de opciones de entrega varía de un contrato a otro y de un trimestre a otro, por lo cual la Compañía se refiere a un precio neto promedio de venta realizado, que en cualquier caso es neto de cualquier costo de transporte, independientemente de cuál parte incurre en el gasto del transporte.

Los gastos del transporte del gas natural aumentaron un 29% y un 13% durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021, en comparación con los mismos períodos en 2020, respectivamente, principalmente debido al aumento en el volumen de ventas de gas natural sujeto a gastos de transporte, según lo descrito anteriormente, en comparación con los mismos períodos en 2020.

Regalías de Gas Natural

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2021	2020	Cambio	2021	2020	Cambio
Gas Natural						
Regalías de Esperanza	\$ 2,058	\$ 2,556	(19 %)	\$ 5,551	\$ 8,300	(33 %)
Regalías de VIM-5	8,913	7,152	25 %	27,152	23,151	17 %
Regalías de VIM-21	1,124	161	598 %	1,808	432	319 %
Gasto de regalías	\$ 12,095	\$ 9,869	23 %	\$ 34,511	\$ 31,883	8 %
Tasas de Regalías de Gas Natural						
Esperanza	8.0 %	9.0 %	(11 %)	7.8 %	9.0 %	(13 %)
VIM-5	22.8 %	20.0 %	14 %	22.9 %	20.5 %	12 %
VIM-21	9.5 %	9.4 %	1 %	9.6 %	9.5 %	—
Tasa de Regalías de Gas Natural	15.6 %	14.9 %	5 %	16.4 %	15.1 %	9 %

Las regalías de gas natural de la Compañía generalmente son a una tasa de 6,4%, hasta que la producción neta del campo alcanza los 5.000 boepd, punto en el cual las tasas de regalía aumentan en una escala gradual hasta una tasa máxima del 20% con una producción del campo de 125.000 boepd. La producción de gas natural de 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 un 5% y un 9% a 15.6% y 16.4% durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021, en comparación con 14.9% y 15.1% para los mismos períodos en 2020, respectivamente, principalmente debido a una mayor 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 más alta, en comparación con 2020, debido a que la producción en algunos campos excedió el umbral de 5.000 boepd, punto en el cual está sujeta a una tasa de regalía más alta, según lo descrito anteriormente. La asignación de producción en el bloque Esperanza de la Compañía, la cual está sujeta a una tasa de regalía más baja, fue menor durante el tercer trimestre de 2021, pues la Compañía continúa realizando mantenimiento de rutina en el bloque. Se espera que el mantenimiento aumente la producción en el bloque Esperanza en lo sucesivo y, en esa medida, se espera que la tasa general de regalía disminuya durante el resto de 2021.

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		
	2021	2020	Cambio	2021	2020	Cambio
Precios promedio de referencia						
Henry Hub (\$/Mcf)	\$ 4.32	\$ 2.14	102 %	\$ 3.34	\$ 1.92	74 %
Alberta Energy Company (“AECO”) (\$/Mcf)	\$ 2.97	\$ 1.69	76 %	\$ 2.59	\$ 1.51	72 %
Brent (\$/bbl)	\$ 73.23	\$ 43.32	69 %	\$ 67.77	\$ 42.64	59 %
Precios promedio de venta, netos de transporte						
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 4.43	\$ 4.42	—	\$ 4.29	\$ 4.50	(5 %)
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 53.70	\$ 33.11	62 %	\$ 50.17	\$ 31.82	58 %
Promedio corporativo (\$/boe)	\$ 25.38	\$ 25.28	—	\$ 24.66	\$ 25.69	(4 %)

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.

El aumento en los precios promedio de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021, en comparación con los mismos períodos en 2020, se debe principalmente a ventas interrumpibles de precio más alto. El aumento en los precios de ventas del mercado al contado más altos durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2021 fue el resultado del levantamiento gradual de las restricciones de la pandemia de COVID-19 durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2021.

La disminución en los precios promedio de venta de gas natural y GNL, netos de transporte, durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021, en comparación con el mismo período en 2020, se debió principalmente a contratos fijos de precio más bajo para el año contractual 2021 en comparación con el año contractual 2020. La disminución durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021 fue compensada con mayores precios de venta en el mercado al contado como resultado del levantamiento gradual de las restricciones de la pandemia de COVID-19.

El aumento en los precios promedio de venta de petróleo crudo durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021, en comparación con los mismos períodos en 2020, se debe principalmente a precios de referencia de petróleo crudo más altos.

Gastos Operativos

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2021	2020	Cambio	2021	2020	Cambio
Gas natural y GNL	\$ 4,311	\$ 4,291	—	\$ 12,468	\$ 11,854	5 %
Petróleo de Colombia	288	431	(33 %)	812	956	(15 %)
Gastos operativos totales	\$ 4,599	\$ 4,722	(3 %)	\$ 13,280	\$ 12,810	4 %
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	\$ 0.25	\$ 0.29	(14 %)	\$ 0.25	\$ 0.25	—
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	\$ 18.63	\$ 13.50	38 %	\$ 13.10	\$ 12.42	5 %
Corporativos (\$/boe)	\$ 1.49	\$ 1.78	(16 %)	\$ 1.53	\$ 1.54	(1 %)

Los gastos operativos de gas natural y GNL por Mcf disminuyeron un 14% a \$0.25 por Mcf para los tres meses terminados en septiembre 30 de 2021, en comparación con \$0.29 por Mcf para el mismo período en 2020. La disminución se debe principalmente a volúmenes más altos de ventas de gas natural, pues los gastos operativos son en su mayoría fijos, durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2021, en comparación con el mismo período en 2020.

Los gastos operativos de gas natural y GNL de \$0.25 por Mcf fueron consistentes para los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021, en comparación con el mismo período en 2020. Los gastos operativos fueron mayores para los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021, principalmente debido a costos más altos de ingeniería de yacimientos, mano de obra y arrendamiento relacionados con algunas pruebas de pozos realizadas, compensados con mayores volúmenes de ventas de gas natural, en comparación con el mismo período en 2020.

Los gastos operativos de petróleo crudo disminuyeron un 33% y un 15% para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021, en comparación con los mismos períodos en 2020, principalmente debido a un mayor nivel de inventario de petróleo crudo a septiembre 30 de 2021.

Ganancias Operacionales Netas

\$/Mcf	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2021	2020	Cambio	2021	2020	Cambio
Gas natural y GNL						
Ingreso, neto de gastos de transporte	\$ 4.43	\$ 4.42	—	\$ 4.29	\$ 4.50	(5 %)
Regalías	(0.69)	(0.66)	5 %	(0.70)	(0.68)	3 %
Gastos operativos	(0.25)	(0.29)	(14 %)	(0.25)	(0.25)	—
Ganancia operacional neta	\$ 3.49	\$ 3.47	1 %	\$ 3.34	\$ 3.57	(6 %)

\$/bbl	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2021	2020	Cambio	2021	2020	Cambio
Petróleo de Colombia						
Ingreso, neto de gastos de transporte	\$ 53.70	\$ 33.11	62 %	\$ 50.17	\$ 31.82	58 %
Regalías	(4.14)	(2.57)	61 %	(3.86)	(2.42)	60 %
Gastos operativos	(18.63)	(13.50)	38 %	(13.10)	(12.42)	5 %
Ganancia operacional neta	\$ 30.93	\$ 17.04	82 %	\$ 33.21	\$ 16.98	96 %

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2021	2020	Cambio	2021	2020	Cambio
\$/boe						
Corporativas						
Ingreso, neto de gastos de transporte	\$ 25.38	\$ 25.28	—	\$ 24.66	\$ 25.69	(4 %)
Regalías	(3.93)	(3.74)	5 %	(4.00)	(3.85)	4 %
Gastos operativos	(1.49)	(1.78)	(16 %)	(1.53)	(1.54)	(1 %)
Ganancia operacional neta	\$ 19.96	\$ 19.76	1 %	\$ 19.13	\$ 20.30	(6 %)

Gastos Generales y Administrativos

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2021	2020	Cambio	2021	2020	Cambio
Costos brutos	\$ 7,715	\$ 7,665	1 %	\$ 24,335	\$ 22,730	7 %
Menos: montos capitalizados	(1,400)	(1,313)	7 %	(4,223)	(3,799)	11 %
Gastos generales y administrativos	\$ 6,315	\$ 6,352	(1 %)	\$ 20,112	\$ 18,931	6 %
\$/boe	\$ 2.04	\$ 2.39	(15 %)	\$ 2.32	\$ 2.27	2 %

Los costos brutos generales y administrativos (“G&A”) aumentaron un 1% y un 7% durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021, en comparación con los mismos períodos en 2020, respectivamente, debido principalmente a que algunos costos anuales de fin de año que normalmente se pagan al final del año ahora se causan en forma trimestral a lo largo del año.

Los G&A por boe disminuyeron un 15% durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2021, principalmente debido a volúmenes más altos de ventas de gas natural y GNL, en comparación con el mismo período en 2020.

Los G&A por boe aumentaron un 2% durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021, en comparación con el mismo período en 2020, principalmente debido a que algunos costos anuales de fin de año se están causando en forma trimestral a lo largo del año durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021. Se espera que los costos brutos anuales se mantengan relativamente iguales a medida que la base de producción de la Compañía crezca, lo que hará que los G&A por boe disminuyan en lo sucesivo.

Gasto de Financiación Neto

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2021	2020	Cambio	2021	2020	Cambio
Gasto de financiación neto pagado	\$ 7,279	\$ 7,230	1 %	\$ 22,679	\$ 21,129	7 %
Gastos de financiación distintos a efectivo	1,060	930	14 %	2,967	1,459	103 %
Gasto de financiación neto	\$ 8,339	\$ 8,160	2 %	\$ 25,646	\$ 22,588	14 %

El gasto de financiación neto aumentó un 2% durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2021, en comparación con el mismo período en 2020, principalmente debido a gastos bancarios más altos incurridos en 2021. El aumento es compensado por un gasto de intereses más bajo relacionado con la Deuda con Bancos de Colombia, que está sujeta a una tasa de interés más baja, en comparación con el pasivo de liquidación de litigio, el cual fue totalmente pagado en el segundo trimestre de 2021.

El gasto de financiación neto aumentó un 14% durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021, en comparación con el mismo período en 2020, principalmente como resultado de: i) ingresos por intereses de \$1 millón causados sobre recursos debidos a la Compañía en relación con la liquidación de un litigio fallado a favor de la Compañía durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021; y ii) una ganancia en modificación de deuda de \$1.2 millones relacionada con la modificación de la Deuda con el Banco Credit Suisse durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2020.

Gasto por Remuneración Basada en Acciones y Unidades de Acciones Restringidas

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2021	2020	Cambio	2021	2020	Cambio
Gasto por remuneración basada en acciones	\$ 143	\$ 502	(72 %)	\$ 513	\$ 1,618	(68 %)
Gasto por unidades de acciones restringidas	1,073	863	24 %	3,129	3,761	(17 %)
Gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas	\$ 1,216	\$ 1,365	(11 %)	\$ 3,642	\$ 5,379	(32 %)

El gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas es un gasto distinto a efectivo reconocido con base en el valor razonable de las unidades otorgadas sobre una base de maduración escalonada durante el tiempo de otorgamiento. El valor razonable de las opciones de compra de acciones otorgadas se estimó con el uso del modelo de fijación de precios de opciones de Black-Scholes.

El gasto por remuneración basada en acciones y unidades de acciones restringidas disminuyó un 11% y un 32% durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021, en comparación con los mismos períodos en 2020, respectivamente. El gasto por remuneración basada en acciones disminuyó debido a que no se otorgaron opciones de compra de acciones en 2021. El gasto por unidades de acciones restringidas disminuyó debido a un menor precio de las acciones a septiembre 30 de 2021, en comparación con septiembre 30 de 2020. Adicionalmente, hubo menos unidades de acciones restringidas amortizadas durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2020 debido al tiempo del otorgamiento.

Gasto por Agotamiento y Depreciación

	Tres meses terminados en septiembre 30 de			Nueve meses terminados en septiembre 30 de		
	2021	2020	Cambio	2021	2020	Cambio
Gasto por agotamiento y depreciación	\$ 17,626	\$ 14,045	25 %	\$ 50,459	\$ 48,225	5 %
\$/boe	\$ 5.70	\$ 5.28	8 %	\$ 5.81	\$ 5.79	—

El gasto por agotamiento y depreciación aumentó un 25% y un 5% durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021, en comparación con los mismos períodos en 2020, respectivamente, principalmente como resultado de un aumento en la producción de gas natural.

Gasto de Impuesto sobre la Renta

	Tres meses terminados en septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2021	2020	2021	2020
Gasto de impuesto sobre la renta corriente	\$ 13,184	\$ 5,035	\$ 25,367	\$ 22,687
Gasto de impuesto sobre la renta diferido	\$ 2,850	9,829	12,573	39,303
Gasto de impuesto sobre la renta	\$ 16,034	\$ 14,864	\$ 37,940	\$ 61,990

El ingreso de la Compañía antes de impuestos estuvo sujeto a la tasa reglamentaria del impuesto sobre la renta en Colombia del 31% para los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021. La tasa reglamentaria del impuesto sobre la renta en Colombia actualmente está prevista para aumentar al 35% de enero 1 de 2022 en adelante.

Las pérdidas de impuestos no usadas y los grupos de costos 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 nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021 de \$12.6 millones fue principalmente el resultado de la devaluación del 12% del COP frente al USD a septiembre 30 de 2021 de 3,835:1, en comparación con la tasa a diciembre 31 de 2020 de 3.433:1. En el evento de que el COP se fortalezca en el futuro, la Compañía podrá realizar una recuperación de impuesto sobre la renta diferido para el período.

Pagos en Efectivo de Impuestos sobre la Renta

	Tres meses terminados en septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2021	2020	2021	2020
Impuestos sobre la renta pagados	\$ 5,899	\$ 3,272	\$ 31,936	\$ 24,162

Durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021, la Compañía a pagó su saldo restante de gasto de impuesto sobre la renta de 2020 de \$11.4 millones. Adicionalmente, la Compañía a también pagó cuotas de impuesto relacionadas con su gasto de impuesto sobre la renta de 2021 de \$5.9 millones y \$20.5 millones durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021, respectivamente.

Gastos de Capital

	Tres meses terminados en septiembre 30 de		Nueve meses terminados en septiembre 30 de	
	2021	2020	2021	2020
Perforación y completamientos	\$ 12,011	\$ 13,705	\$ 41,206	\$ 29,637
Instalaciones, acondicionamientos e infraestructura	6,718	9,621	18,602	16,521
Tierra, sísmica, comunidades y otros	3,949	2,618	13,174	9,240
G&A capitalizados	1,400	1,313	4,223	3,799
Ingresos netos por disposición de propiedades, planta y equipo	(27)	—	(297)	(58)
Gastos de capital netos en efectivo	24,051	27,257	76,908	59,139
Costos y ajustes distintos a efectivo:				
Activos de derecho de uso arrendados	32	120	506	1,425
Disposición	(79)	(128)	85	(153)
Costos y ajustes distintos a efectivo ⁽¹⁾	173	(812)	885	(5,813)
Gastos de capital netos	\$ 24,177	\$ 26,437	\$ 78,384	\$ 54,598
Gastos de capital netos contabilizados como:				
Gastos en activos de exploración y evaluación	\$ 7,462	\$ 11,697	\$ 32,677	\$ 16,764
Gastos en propiedades, planta y equipo	16,821	14,868	45,919	38,045
Disposición	(106)	(128)	(212)	(211)
Gastos de capital netos	\$ 24,177	\$ 26,437	\$ 78,384	\$ 54,598

⁽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 2021 están principalmente relacionados con:

- Perforación y completamiento del pozo de exploración San Marcos-1;
- Perforación y completamiento del pozo de evaluación Aguas Vivas-2;
- Perforación y completamiento del pozo de evaluación Aguas Vivas-3;
- Costos relacionados con la instalación del bloque VIM-5;
- Reacondicionamientos de los pozos Pandereta-2, Nelson-8 y Nelson-9;
- Costos relacionados con la instalación del bloque Esperanza; y
- Costos relacionados con sísmica de los bloques SNNJ-7 y VMM-45, VMM-47 y VMM-49.

Liquidez y Recursos de Capital

Riesgo de Moneda Extranjera

A septiembre 30 de 2021, la tasa de cambio del COP al USD fue de 3,835:1 (3,433:1 a diciembre 31 de 2020) y la tasa de cambio del CAD al USD fue de 1.27:1 (1.27:1 a diciembre 31 de 2020). La devaluación del 12% del COP resultó en la reducción de algunos gastos y pasivos a y durante los tres y nueve meses terminados en septiembre

30 de 2021. Además, el gasto total de impuesto sobre la renta diferido de \$12.6 millones reconocido durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021 fue principalmente como resultado de la devaluación del COP frente al USD.

Durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021, la Compañía no tuvo un contrato de tasa de cambio.

Como resultado de los recientes eventos mundiales, la Compañía actualmente se está beneficiando de la reciente devaluación del COP. La caída del COP frente al USD efectivamente reduce los gastos denominados en COP, incluyendo gastos de capital, costos operacionales y G&A para lo que resta de 2021, en comparación con los estimados de presupuesto originales de la Compañía.

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.

En junio 17 de 2021, la Compañía celebró un contrato de crédito a tres años de plazo con el Banco Davivienda ("Deuda con Banco Colombiano") por un monto de capital de \$12.9 millones, denominado en COP, el cual está sujeto a una tasa de interés anual de Indicador Bancario de Referencia ("IBR") más 2.5% (el IBR fue de 1.86% en la fecha del contrato). La Deuda con Banco Colombiano fue usada para pagar el pasivo de liquidación de litigio de la Compañía, que estaba sujeto a una tasa de interés del 8.74% anual. Como resultado de una tasa de interés más baja, la Compañía realizará un ahorro anual de intereses de aproximadamente \$0.6 millones (tasa de interés más baja de 4.38% en la fecha del contrato).

El 12 de agosto de 2021, la Compañía modificó su Préstamo Puente para ampliar tanto el plazo como el período de disponibilidad de los montos no retirados del 31 de julio de 2022 al 31 de julio de 2023. El Préstamo Puente fue tomado por la Compañía para construir y tener la propiedad del ducto de Medellín (el "Proyecto"), siendo Canacol el garante durante todo el plazo restante del Préstamo Puente. Durante el plazo, Canacol pretende enajenar entre el 75% y el 100% de la propiedad del Proyecto, manteniendo hasta un 25% de participación en la explotación de la propiedad, siendo Canacol el garante durante todo el plazo restante del Préstamo Puente.

Los Títulos Preferenciales, la Deuda con el Banco Credit Suisse 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 también está sujeta a varios pactos financieros, incluyendo una razón máxima de deuda total consolidada, menos efectivo y equivalentes de efectivo, a EBITDAX para los últimos doce meses ("Razón de Apalancamiento Consolidado") de 3.50:1.00 y una razón mínima de EBITDAX 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 2021, la Compañía estaba cumpliendo con los pactos.

	Septiembre 30 de 2021	Diciembre 31 de 2020
Títulos Preferenciales - capital (7.25%)	\$ 320,000	\$ 320,000
Deuda con el Banco Credit Suisse - capital (LIBOR + 4.25%) ⁽¹⁾	30,000	30,000
Préstamo Puente - capital (LIBOR + 4.25%) ⁽¹⁾	25,000	25,000
Préstamo Operativo - capital (IBR + 1.5%) ⁽²⁾	2,608	2,913
Deuda con Banco Colombiano – capital (IBR + 2.5) ⁽²⁾⁽³⁾	12,569	—
Pasivo de liquidación de litigio (8.74%) ⁽³⁾	—	14,353
Obligación de arrendamiento (5.1%)	19,015	22,943
Deuda total	409,192	415,209
Menos: superávit de capital de trabajo	(37,996)	(73,404)
Deuda neta	\$ 371,196	\$ 341,805

- (1) La tasa LIBOR durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021 fue de 0.116% y 0.171%, respectivamente.
(2) La tasa IBR durante los tres y nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021 fue de 2.45% y 1.96%, respectivamente.
(3) Durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021, la Compañía reemplazó su pasivo de liquidación de litigio, el cual estaba sujeto a una tasa de interés anual de 8.74%, con su Deuda con Banco Colombiano, la cual está sujeta a una tasa de interés anual significativamente más baja de IBR más 2.5% (el IBR fue de 1.86% en la fecha del contrato), resultando en significativos ahorros de interés en lo sucesivo.

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

	Septiembre 30 de 2021	Diciembre 31 de 2020
Deuda total	\$ 409,192	\$ 415,209
Menos: efectivo y equivalentes de efectivo	(43,114)	(68,280)
Deuda neta para fines del pacto	\$ 366,078	\$ 346,929
EBITDAX	\$ 191,131	\$ 187,529
Razón de Apalancamiento Consolidado	1.92	1.85

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

	Septiembre 30 de 2021	Diciembre 31 de 2020
EBITDAX	\$ 191,131	\$ 187,529
Gasto de interés, excluyendo gastos distintos a efectivo	\$ 31,269	\$ 30,788
Razón de Cobertura de Interés Consolidado	6.11	6.09

A noviembre 3 de 2021, la Compañía tenía en circulación 176.7 millones de acciones ordinarias, 10.1 millones de opciones de compra de acciones y 1 millón de unidades de acciones restringidas.

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 2021:

	Menos de 1 año	1-3 años	Más de 3 años	Total
Deuda de largo plazo - capital	\$ 19,751	\$ 50,426	\$ 320,000	\$ 390,177
Obligaciones de arrendamiento - no descontadas	4,903	6,837	10,365	22,105
Cuentas por pagar, comerciales y otras	59,582	—	—	59,582
Dividendo por pagar	7,214	—	—	7,214
Impuestos por pagar	5,262	—	—	5,262
Otras obligaciones de largo plazo	—	3,844	—	3,844
Unidades de acciones restringidas	1,292	—	—	1,292
Contratos de exploración y producción	5,273	34,172	16,426	55,871
Contratos de operación de estación de compresión	2,648	5,456	9,335	17,439
	\$ 105,925	\$ 100,735	\$ 356,126	\$ 562,786

Sostenibilidad

Canacol continúa comprometida con el fortalecimiento de su estrategia en asuntos ambientales, sociales y de gobierno ("ESG" [por su sigla en inglés]). Canacol apoya con entusiasmo las metas globales para cumplir con los objetivos del Acuerdo de París, así como el compromiso de Colombia con una reducción del 51% en las emisiones para 2030, para lo cual el gas natural jugará un papel crucial en una transición energética justa y equitativa.

El propósito 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, el objetivo de la Compañía es generar valor para sus grupos de interés de forma sostenible, colaborativa, corresponsable, respetuosa y transparente. Con la transición de la Compañía al gas natural, ahora tiene una propuesta de valor amigable con el medio ambiente que contribuye a la reducción de las emisiones de 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 productivos, construcción y mejora de infraestructura pública y comunitaria, becas técnicas y universitarias, entre otros.

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

En 2021, la Compañía ha realizado mejoras sustanciales no solamente en los muchos aspectos ESG relacionados con su negocio, sino también en la forma en que gestiona e informa sobre la sostenibilidad a sus grupos de interés. Para lo que resta de 2021 y posteriormente, la Compañía está comprometida con el desarrollo y el mantenimiento de una estrategia ESG sólida y, en esa medida, ha desarrollado un plan de seis años con las siguientes cuatro prioridades:

- 1) Un futuro con energía más limpia: entregar gas natural bajo 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, fomentar el respeto de los derechos humanos y garantizar la ética y la integridad en todo lo que hace Canacol.
- 4) Una sociedad guiada por el desarrollo sostenible: promover y mantener relaciones estrechas y transparentes que garanticen el crecimiento y la calidad de vida de las comunidades.

La Compañía ha identificado objetivos específicos como parte del plan de seis años que abarcan las cuatro prioridades, incluyendo cosas tales como objetivos de reducción adicionales para las emisiones de CO₂, un

aumento año tras año en fuentes de energía renovables y baja o nula emisión de carbono, el establecimiento de acuerdos de conservación de la biodiversidad con las partes interesadas locales, la implementación de un modelo 100% cero residuos para las operaciones de la Compañía, fortalecimiento adicional de su entorno de trabajo diverso e inclusivo y la demostración de tolerancia cero a la corrupción y las violaciones de derechos humanos.

Cartas de Crédito

A septiembre 30 de 2021, la Compañía tenía cartas de crédito pendientes por un total de \$76 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 2021 de \$55.9 millones y ha emitido \$33.4 millones en garantías financieras relacionadas con ellos.

Transacciones con Partes Relacionadas

La Compañía tiene cinco millones de acciones de Arrow Exploration Ltd. (“Arrow”) valoradas en \$0.5 millones a septiembre 30 de 2021 y un saldo por cobrar de \$6.4 millones. Dos miembros de la administración clave de Canacol son también miembros de la junta directiva de Arrow.

Durante los nueve meses terminados en septiembre 30 de 2021, la Compañía suscribió un sexto y séptimo pagaré modificado con Arrow. La más reciente modificación incluye un nuevo monto de capital de \$6.4 millones, una tasa de interés anual de 15%, y los siguientes términos de pago: i) \$3.2 millones, que fueron pagados en octubre 27 de 2021 mediante la recepción de acciones de Arrow, tras su reciente financiación del Mercado de Inversiones Alternativas (“AIM” [por su sigla en inglés]) de aproximadamente C\$15 millones, lo que eleva la participación de Canacol en Arrow al 19.9%; y ii) una mitad del saldo restante de \$3.2 millones pagadera a más tardar en diciembre 31 de 2022 y la otra mitad pagadera a más tardar en junio 30 de 2023. Así, la Compañía ha clasificado \$3.2 millones de su saldo por cobrar de \$6.4 millones como no corrientes a septiembre 30 de 2021.

PERSPECTIVA

Para lo que resta de 2021, la Compañía espera completar un programa de perforación de once pozos, que estará marcado por la perforación del pozo de exploración Siku-1. Con respecto al proyecto del ducto de Medellín, la Compañía continúa enfocándose en las siguientes actividades relacionadas con el proyecto del gasoducto, todas las cuales se espera que sean terminadas a finales del primer trimestre de 2022: 1) culminar el trabajo sobre el permiso ambiental para presentarlo a ANLA para su aprobación; 2) finalizar la selección de la compañía constructora que será responsable de la construcción y operación del gasoducto; 3) hacer los arreglos de financiación necesarios para la ejecución del proyecto; y 4) continuar negociando y firmando contratos de venta de gas de 45 MMscfpd adicionales con consumidores del interior para llenar la capacidad inicial de 100 MMscfpd del gasoducto.

RESUMEN DE RESULTADOS DEL TRIMESTRE

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

	2021				2020			2019
	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	72,802	59,969	65,818	63,976	57,429	54,405	70,994	65,795
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ^{(1) (2)}	38,227	33,643	38,085	35,251	33,409	31,181	45,281	33,004
Por acción – básicos (\$) ⁽¹⁾	0.22	0.19	0.21	0.20	0.18	0.17	0.25	0.18
Por acción – diluidos (\$) ⁽¹⁾	0.22	0.19	0.21	0.20	0.18	0.17	0.25	0.18
Flujo de caja (usado) aportado por actividades operativas ⁽²⁾	57,046	(13)	37,900	26,477	50,016	37,814	38,018	37,181
Ganancia (pérdida) neta y ganancia (pérdida) total	8,790	2,424	(3,062)	921	2,609	17,715	(25,988)	25,432
Por acción – básicos (\$)	0.05	0.01	(0.02)	0.01	0.01	0.10	(0.14)	0.14
Por acción – diluidos (\$)	0.05	0.01	(0.02)	0.01	0.01	0.10	(0.14)	0.14
EBITDAX ⁽¹⁾	53,836	44,638	46,716	45,941	42,303	40,415	58,870	43,144
Promedio ponderado de acciones en circulación - básico	177,245	179,289	179,515	179,764	180,980	180,916	180,931	179,238
Promedio ponderado de acciones en circulación - diluido	177,245	179,289	179,515	179,764	181,495	181,484	181,811	181,412
Gastos de capital, netos de disposiciones	24,177	26,363	27,844	29,366	26,437	8,269	19,892	21,514
Operaciones								
Producción de gas natural, GNL y petróleo crudo ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (MMscfpd)	192,402	173,117	179,474	170,087	162,012	151,127	201,398	180,986
Petróleo de Colombia (bopd)	394	262	256	287	317	245	315	309
Total (boepd)	34,149	30,633	31,743	30,127	28,740	26,758	35,648	32,061
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (MMscfpd)	190,553	171,463	177,633	169,763	162,984	152,248	201,524	180,753
Petróleo de Colombia (bopd)	168	209	307	300	347	197	298	301
Total (boepd)	33,598	30,290	31,471	30,083	28,941	26,907	35,653	32,012
Ganancias operacionales netas ⁽¹⁾								
Gas natural y GNL (\$/Mcf)	3.49	3.14	3.36	3.58	3.47	3.63	3.60	3.58
Petróleo de Colombia (\$/bbl)	30.93	33.54	34.06	23.04	17.04	12.16	20.13	27.08
Corporativas (\$/boe)	19.96	17.98	19.33	20.44	19.76	20.61	20.49	20.49

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

(2) Los fondos ajustados provenientes de las operaciones representan el flujo de caja aportado por actividades operativas antes de algunos ajustes relacionados con: i) cambios en capital de trabajo distinto a efectivo de \$2.1 millones, principalmente por algunos pagos en efectivo por gasto de impuesto sobre la renta (ver la sección “Gasto de Impuesto sobre la Renta” en este MD&A), compensados por la mayoría de las cuotas de impuesto prepago de 2020 por un total de \$9 millones que se recibieron de la autoridad tributaria colombiana durante los tres meses terminados en septiembre 30 de 2021; y ii) el pago del saldo pendiente restante del pasivo de liquidación de litigio de la Compañía de \$13.1 millones.

RIESGOS E INCERTIDUMBRES

No ha habido cambios significativos en los tres meses terminados en septiembre 30 de 2021 en los riesgos e incertidumbres identificados en el MD&A para el año terminado en diciembre 31 de 2020.

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 2021.

POLÍTICAS NORMATIVAS

Controles y Procedimientos de Revelación

Los Controles y Procedimientos de Revelación (“C&PR”) son diseñados para ofrecer una seguridad razonable sobre que toda la información significativa es reunida y reportada en forma oportuna a la alta gerencia, de modo que puedan tomarse decisiones adecuadas en relación con su revelación pública, y que la información que debe ser revelada por el emisor bajo la legislación de valores es registrada, procesada, resumida y reportada dentro de los periodos 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 2021, 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 periodos 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.