

Canacol Energy Ltd. Alcanza una Índice de Reemplazo de Reservas 2P de 169% Aumentando las Reservas 2P a 652 Bcfe con un Valor Antes de Impuestos de US\$1.9 Billones

CALGARY, ALBERTA - (Marzo 21, 2023) - Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Corporación") (TSX:CNE; OTCQX:CNNEF; BVC:CNEC) se complace en reportar sus reservas convencionales de gas natural y crudo ligero/mediano para el año fiscal terminado el 31 de diciembre de 2022. Las reservas convencionales de gas natural de la Corporación se encuentran ubicadas en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Colombia. Las reservas de crudo ligero/mediano recién descubiertas se encuentran ubicadas en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia.

Resumen de Reservas Brutas de Gas Natural Convencional y Crudo Ligero/Mediano de Canacol Energy Ltd.(1)(5)

Tipo de Producto		Probado Desarrollando Produciendo ("PDP")	Total Probado ("1P")	Total Probado + Probable ("2P")	Total Probado + Probable + Posible ("3P")
Gas natural convencional y crudo ligero/mediano (4)	Bcfe (2)	161.6	339.2	652.5	1088.2
Total crudo equivalente	MMBOE (2)	28.4	59.5	114.5	190.9
VPN-10 antes de impuestos (3)	MM US\$	\$479.1	\$993.4	\$1,937.3	\$3,142.3
VPN-10 después de impuestos(3)	MM US\$	\$466.1	\$775.6	\$1,318.7	\$2,010.7

(1) Todas las reservas están representadas en la participación de Canacol antes de regalías.

(2) El término "BOE" significa barril de crudo equivalente y el término "cfe" significa pies cúbicos equivalentes de gas natural en una base de 5.7 mil pies cúbicos estándar ("Mcf") de gas natural por 1 barril de crudo ("bbl") conforme a la práctica regulatoria colombiana.

(3) El Valor Presente Neto (VPN) está presentado en millones de dólares y descontado al 10 por ciento.

(4) El gas natural convencional representa el 100% de PDP, 98.3% de 1P, 95.0% de 2P, y 92.9% de los volúmenes 3P, siendo el crudo ligero/mediano convencional el resto.

(5) Los números en esta tabla pueden no tener una suma exacta debido a redondeo.

Aspectos a Destacar

Reservas Probadas + Probables de Gas Natural Convencional y Crudo Ligero/Mediano ("2P"):

- Aumentaron 7.5% desde el 31 de diciembre 2021, totalizando 652 billones de pies cúbicos estándares equivalentes ("Bcfe") al 31 de diciembre de 2022, con un valor antes de impuestos descontado al 10% de US\$ 1.9 billones, representado un valor de las reservas de CAD \$76.67 por acción y un valor neto de activos 2P de CAD \$53.79 por acción respectivamente (neto de US\$578.2 millones de deuda neta).
- Reemplazo de reservas de 169% basado en las adiciones del año calendario 2022 de reservas de gas natural convencional y crudo ligero/mediano de 79.5 Bcf and 5.7 MMBbls, respectivamente, para un total de 112 Bcfe.
- Costo de Hallazgo y Desarrollo ("F&D") 2P de US\$1.87/Mcfe para el periodo de tres años terminados el 31 de diciembre de 2022.
- Coeficiente de reciclaje de retorno de 1.7x para el año terminado el 31 de diciembre de 2022 (cálculo basado en el *netback* de gas natural de US\$3.68/Mcf para el año terminado el 31 de diciembre de 2022).
- Coeficiente de reciclaje de retorno de 1.9x para el periodo de tres años terminado el 31 de diciembre de 2022 (cálculo basado en el promedio ponderado del *netback* de gas natural de US\$3.55/Mcf para los años terminados el 31 de diciembre de 2022, 2021 y 2020).
- Índice de vida de reservas ("RLI") de 10.0 años basado en la producción anualizada de gas natural convencional del cuarto trimestre de 2022 de 177,985 mil pies cúbicos estándar por día ("Mscfpd") o 31,225 barriles de crude equivalente por día ("BOEPD").

- RLI de 8.7 años basado en la guía corporativa de producción de gas natural convencional de 206,000 Mcfpd para el año calendario 2023 (límite superior de la guía corporativa 2023 anunciada el 20 de diciembre de 2022).

Reservas Probadas de Gas Natural Convencional y Crudo Ligero/Mediano ("1P"):

- Disminuyeron 7.9% desde el 31 de diciembre de 2021, totalizando 339 Bcfe al 31 de diciembre de 2022, con un valor antes de impuestos descontado al 10% de US\$1.0 billones, representando un valor de las reservas de CAD\$39.32 por acción y un valor neto de activos 1P de CAD\$16.43 por acción respectivamente (neto de US\$578.2 millones de deuda neta).
- Reemplazo de reservas de 56% basado en las adiciones brutas del año calendario 2022 de reservas de gas natural convencional y crudo ligero/medio de 31.5 Bcf y 1.0 MMBbls, respectivamente, totalizando 37 Bcfe.
- Las operaciones de perforación simultaneas hasta el final del año resultaron en descubrimientos en Chímela en el bloque VMM45, Saxofón en el bloque VIM5 y Dividivi en el bloque VIM33. Sin embargo, para el 31 de diciembre de 2022, fecha de vigencia del informe, pruebas de producción limitadas podrían afectar las reservas 1P.
- Costos F&D 1P de US\$2.60/Mcfe para el periodo de tres años finalizado el 31 de diciembre de 2022.
- RLI de 5.2 años basado en la producción anualizada de gas natural convencional del cuarto trimestre de 2022 de 177,985 Mcfpd o 31,225 BOEPD.
- RLI de 4.5 años basado en la guía corporativa de producción de gas natural convencional de 206,000 Mcfpd para el año calendario 2023 (límite superior de la guía corporativa 2023 anunciada el 20 de diciembre de 2022).

Reservas Probadas + Probables + Posibles de Gas Natural Convencional y Crudo Ligero/Mediano ("3P"):

- Aumentaron 14.3% desde el 31 de diciembre de 2021, totalizando 1,088 Bcfe al 31 de diciembre de 2022, con un valor antes de impuestos descontado al 10% de US\$3.1 billones, representando un valor de las reservas de CAD\$124.36 por acción y un valor neto de activos 3P de CAD\$101.48 por acción respectivamente (neto de US\$578.2 millones de deuda neta).
- Reemplazo de reservas de 304% basado en las adiciones brutas del año calendario 2022 de reservas de gas natural convencional y crudo ligero/mediano de 124.8 Bcf y 13.6 MMBbls, respectivamente, totalizando 202 Bcfe.
- Costo F&D 3P de US\$1.05/Mcf para el periodo de tres años finalizado el 31 de diciembre de 2022.
- RLI de 16.8 años basado en la producción anualizada de gas natural convencional del cuarto trimestre de 2022 de 177,985 Mcfpd o 31,225 BOEPD.
- RLI de 14.5 años basado en la guía corporativa de producción de gas natural convencional de 206,000 Mcfpd para el año calendario 2023 (límite superior de la guía corporativa 2023 anunciada el 20 de diciembre de 2022).

Ravi Sharma, COO comentó: "Nos complace reportar nuestras reservas de fin de año 2022. Logramos un Índice de Reemplazo de Reserva 2P de 169%, demostrando un crecimiento orgánico, tanto en nuestra área núcleo tradicional en la Cuenca del Valle Inferior del Magdalena, como en una nueva área de foco en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Durante la última década, hemos adicionado más de 880 BCF de reservas de gas natural convencional 2P provenientes del éxito en 35 de los 41 pozos de exploración perforados, lo que resulta en una tasa de crecimiento anual compuesta ("CAGR") del 22% en las reservas de gas natural convencional 2P. Con nuestra campaña de perforación de 2023 enfocada en la exploración y un portafolio de 178 prospectos y *leads* potenciales identificados que contienen recursos prospectivos medios de gas natural convencional sin riesgo de 20.5 trillones de pies cúbicos, según nuestro informe de recursos independiente de 2021, anticipamos muchos años más de perforación de exploración exitosa. Nuestro programa de actividades para 2023 también probará, evaluará y conectará los descubrimientos recientes, y traerá múltiples pozos que actualmente no producen de nuevo a la producción".

Discusión del Informe de Reservas, Año Terminado el 31 de diciembre del 2022

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2022, la Corporación registró aumentos en ciertas categorías de reservas como resultado de los descubrimientos en Alboka, Claxon, Saxofón, y Manchego en el bloque VIM5, Canaflecha-2 en el bloque Esperanza, Carambolo y Cornamusa en el bloque VIM21, Chímela (crudo) en el bloque

VMM45, Dividivi en el bloque VIM33, y Chinú en el bloque SSJN7. Todas las adiciones mencionadas se encuentran en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, excepto Chímela que se encuentra en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Las revisiones técnicas positivas se asociaron principalmente con Clarinete, Pandereta y Sikú en el bloque VIM5, San Marcos en el bloque Esperanza y Aguas Vivas en el bloque VIM21. Las revisiones técnicas negativas se asociaron principalmente con Chirimía en el bloque VIM5 y Toronja en el bloque VIM21.

Las siguientes tablas resumen información del informe de reservas independiente preparado por Boury Global Energy Consultants Ltd. (“BGEC”) efectivo el 31 de diciembre de 2022 (el “informe BGEC 2022”). El informe BGEC 2022 cubre el 100% de las reservas de gas natural convencional y crudo ligero/mediano de la Corporación.

El informe BGEC 2022 fue preparado de acuerdo con las definiciones, estándares y procedimientos contenidos en el Manual de Evaluación de Petróleo y Gas de Canadá (“Manual COGE”) y el Instrumento Nacional NI 51-101, Estándares de Divulgación para las Actividades de Petróleo y Gas (“NI 51-101”). Se incluye información de reservas adicional, según lo exige la NI-101, en la Forma Anual de la Corporación que se presentará en SEDAR antes del 31 de marzo de 2023.

Reservas Brutas de Gas Natural y Crudo Ligero/Mediano Canacol para el Año Terminado el 31 de diciembre de 2022⁽¹⁾

Categoría de Reservas ⁽²⁾	31-Dic-21 (MMcfe)	31-Dic-22 (MMcfe)	Diferencia (%)
Probadas Desarrolladas Produciendo (PDP)	236,023	161,633	-31.5%
Total Probadas (1P)	368,366	339,243	-7.9%
Total Probadas + Probables (2P)	606,855	652,466	7.5%
Total Probadas + Probables + Posibles (3P)	952,292	1,088,172	14.3%

(1) Los números en esta tabla pueden no tener una suma exacta debido a redondeo.

(2) Todas las reservas están representadas en la participación en la explotación de Canacol antes de regalías.

Proyección a 5 años de los precios del Gas y Crudo – Informe BGEC al 31 de diciembre de 2022⁽¹⁾

		Fecha Reporte Reservas	2023	2024	2025	2026	2027
Precio Promedio Ponderado por Volumen Total Probado + Probable (2P) de Gas ⁽¹⁾	US\$/Mcf	31-Dic-22	5.00	5.27	5.40	5.72	5.90
Precio Realizado de Crudo – Neto de Compensación de Calidad y Transporte ⁽²⁾	US\$/bbl	31-Dic-22	71.00	68.80	66.50	68.00	70.20

(1) Los números en esta tabla pueden no tener una suma exacta debido a redondeo.

(2) La proyección del precio del gas se basa en los contratos de gas existentes a largo plazo netos de transporte (si aplica) y ajustados por la inflación, junto con los precios de las ventas de gas interrumpibles basados en la proyección de la Unidad de Planeación Minero-Energética (“UPME”), una unidad administrativa especial del Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

(3) El pronóstico del precio del crudo se basa en el pronóstico Brent de BGEC menos US\$14.00/bbl por compensación de calidad y costos de transporte.

Resumen del Valor Presente Neto de Gas Natural y Crudo Ligero/Mediano Antes & Después de Impuestos ⁽¹⁾

Categoría de Reservas	Antes de Impuestos		Después de Impuestos	
	Valor Neto Activo		Valor Neto Activo	
	31-Dic-22 (M US\$) ⁽²⁾	31-Dic-22 (C\$/acción) ⁽³⁾	31-Dic-22 (M US\$) ⁽²⁾	31-Dic-22 (C\$/acción) ⁽³⁾
Probadas Desarrolladas Produciendo (PDP)	\$ 479,092	\$ (3.92)	\$ 466,091	\$ (4.44)
Total Probadas (1P)	\$ 993,416	\$ 16.43	\$ 775,629	\$ 7.82
Total Probadas + Probables (2P)	\$ 1,937,282	\$ 53.79	\$ 1,318,678	\$ 29.31
Total Probadas + Probables + Posibles (3P)	\$ 3,142,319	\$ 101.48	\$ 2,010,743	\$ 56.70

(1) Los números en esta tabla pueden no tener una suma exacta debido a redondeo.

(2) Los valores presentes netos están dados en miles de dólares de los Estados Unidos y están descontados al 10 por ciento. Los precios proyectados utilizados en el cálculo de valor presente de ingresos netos futuros están basados en los precios descritos anteriormente. Los precios proyectados de gas y crudo ligero/mediano de BGEC al 31 de diciembre de 2022 están incluidos en la Forma de Información Anual de la Corporación.

(3) El valor del activo neto ("VAN") es calculado al 31 de diciembre de 2022 como el VPN10 menos la deuda estimada de US\$578.2 millones (siendo US\$550.8 millones de deuda total más el déficit de capital de trabajo de US\$27.4 millones) dividido por 34.1 millones de acciones básicas en circulación al 31 de diciembre de 2022. Los cálculos VAN están convertidos a \$CAD a la tasa de conversión efectiva del 31 de diciembre de 2022 de USD:CAD = 1.35.

Índice de Vida de Reservas ("RLI") ⁽¹⁾⁽²⁾

Categoría de Reservas	31-Dic-21 (años) ⁽³⁾	31-Dic-22 (años) ⁽⁴⁾
Probadas Desarrolladas Produciendo (PDP)	3.5	2.5
Total Probadas (1P)	5.4	5.2
Total Probadas + Probables (2P)	8.9	10.0
Total Probadas + Probables + Posibles (3P)	14.0	16.8

(1) Los números en esta tabla pueden no tener una suma exacta debido a redondeo.

(2) El Índice de Vida de Reservas es calculado al dividir una categoría de reservas aplicable por la producción del cuarto trimestre anualizada

(3) Calculado utilizando la producción de gas natural promedio de los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2021 de 186,145 Mcfpd o 32,657 BOEpd anualizado.

(4) Calculado utilizando la producción de gas natural promedio de los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2022 de 177,985 Mcfpd o 31,225 BOEpd anualizado.

Reconciliación de Reservas Brutas Año Terminado el 31 de diciembre 2022 ⁽¹⁾

	Total Crudo	Crudo Liviano/ Mediano	Crudo Pesado	Gas Natural Convencional	GNL	TOTAL
PROBADO DESARROLLADO PRODUCIENDO	(MBSL)	(MBSL)	(MBSL)	(MMCF)	(MBSL)	MBOE
Balance de Inicio (diciembre 31, 2021)	-	-	-	236,023	-	41,408
Extensiones	-	-	-	-	-	-
Recobro Mejorado	-	-	-	-	-	-
Revisiones Técnicas ⁽²⁾	-	-	-	(12,705)	-	(2,229)
Descubrimientos ⁽⁴⁾	-	-	-	4,797	-	842
Adquisiciones	-	-	-	-	-	-
Disposiciones	-	-	-	-	-	-
Factores Económicos	-	-	-	-	-	-
Producción	-	-	-	(66,483)	-	(11,664)
Balance de Cierre (diciembre 31, 2022)	-	-	-	161,633	-	28,357

	Total Crudo	Crudo Liviano/ Mediano	Crudo Pesado	Gas Natural Convencional	GNL	TOTAL
TOTAL PROBADO	(MBSL)	(MBSL)	(MBSL)	(MMCF)	(MBSL)	MBOE
Balance de Inicio (diciembre 31, 2021)	-	-	-	368,366	-	64,626
Extensiones	-	-	-	-	-	-
Recobro Mejorado	-	-	-	-	-	-
Revisiones Técnicas ⁽³⁾	-	-	-	21,691	-	3,805
Descubrimientos ⁽⁴⁾	1,023	1,023	-	9,839	-	2,749
Adquisiciones	-	-	-	-	-	-
Disposiciones	-	-	-	-	-	-
Factores Económicos	-	-	-	-	-	-
Producción	-	-	-	(66,483)	-	(11,664)
Balance de Cierre (diciembre 31, 2022)	1,023	1,023	-	333,412	-	59,516

	Total Crudo	Crudo Liviano/ Mediano	Crudo Pesado	Gas Natural Convencional	GNL	TOTAL
TOTAL PROBADO + PROBABLE	(MBSL)	(MBSL)	(MBSL)	(MMCF)	(MBSL)	MBOE
Balance de Inicio (diciembre 31, 2021)	-	-	-	606,855	-	106,466
Extensiones	-	-	-	-	-	-
Recobro Mejorado	-	-	-	-	-	-
Revisiones Técnicas ⁽³⁾	-	-	-	19,115	-	3,353
Descubrimientos ⁽⁴⁾	5,725	5,725	-	60,347	-	16,312
Adquisiciones	-	-	-	-	-	-
Disposiciones	-	-	-	-	-	-
Factores Económicos	-	-	-	-	-	-
Producción	-	-	-	(66,483)	-	(11,664)
Balance de Cierre (diciembre 31, 2022)	5,725	5,725	-	619,833	-	114,467

	Total Crudo	Crudo Liviano/ Mediano	Crudo Pesado	Gas Natural Convencional	GNL	TOTAL
TOTAL PROBADO + PROBABLE + POSIBLE	(MBSL)	(MBSL)	(MBSL)	(MMCF)	(MBSL)	MBOE
Balance de Inicio (diciembre 31, 2021)	-	-	-	952,292	-	167,069
Extensiones	-	-	-	-	-	-
Recobro Mejorado	-	-	-	-	-	-
Revisiones Técnicas ⁽³⁾	-	-	-	(10,542)	-	(1,849)
Descubrimientos ⁽⁴⁾	13,613	13,613	-	135,311	-	37,352
Adquisiciones	-	-	-	-	-	-
Disposiciones	-	-	-	-	-	-
Factores Económicos	-	-	-	-	-	-
Producción	-	-	-	(66,483)	-	(11,664)
Balance de Cierre (diciembre 31, 2022)	13,613	13,613	-	1,010,578	-	190,908

- (1) Los números en esta tabla pueden no tener una suma exacta debido a redondeo.
- (2) Revisiones técnicas del PDP debido a transferencias al PDNP debido a que ciertos pozos en Nelson y Pandereta que estaban produciendo al 31 de diciembre de 2021, no estaban produciendo y estaban esperando reacondicionamiento para reiniciar la producción al 31 de diciembre de 2022.
- (3) Las revisiones técnicas de gas natural convencional en 1P a 3P están asociadas principalmente a Clarinete, Pandereta, Sikú, San Marcos, Aguas Vivas, Chirimía y Toronja.
- (4) Los descubrimientos de gas natural convencional están asociados a Alboka, Claxon y Saxofón en el bloque VIM5, Cañaflecha-2 en el bloque Esperanza, Carambolo, Cornamusa en el bloque VIM21 y Dividivi bloque VIM33. Un descubrimiento de petróleo convencional está asociado con Chímela en el bloque VMM45.

Reconciliación de Métricas de Reservas 1P de Gas Natural – Participación de Canacol Antes de Regalías⁽¹⁾⁽²⁾

	Calendario 2022	3-Años Terminados el 31 de diciembre de 2022
Gastos de Capital Netos (M\$ US) ⁽³⁾	\$ 151,443	\$ 321,907
Gastos de Capital – Cambios en FDC (M\$ US) ⁽⁴⁾	\$ 47,584	\$ 42,089
F&D Total (M\$ US) ⁽⁵⁾	\$ 199,027	\$ 363,996
Adquisiciones Netas (M\$ US)	-	-
FD&A Total (M\$ US) ⁽⁶⁾⁽⁷⁾	\$ 199,027	\$ 363,996
Adiciones de Reservas (MMcfe)	37,360	140,092
Adiciones de Reservas – Adquisiciones Netas	-	-
Adiciones de Reservas Incluyendo Adquisiciones Netas (MMcfe)	37,360	140,092
1P F&D por Mcfe (US\$/Mcfe)⁽⁵⁾	\$ 5.33	\$ 2.60
1P FD&A por Mcfe (US\$/Mcfe)⁽⁶⁾⁽⁷⁾	\$ 5.33	\$ 2.60

- (1) Los números en esta tabla pueden no tener una suma exacta debido a redondeo.
- (2) Todos los valores en esta tabla están presentados en una base 1P (Total Probadas).
- (3) La Corporación excluye las inversiones de midstream de los cálculos F&D, debido a que estas inversiones de capital representan activos de larga vida de midstream que tienen un potencial de vida de varias décadas, junto con un valor residual. Los gastos de capital en 2022, 2021 y 2020 excluyen US\$9.9 millones, US\$3.2 millones and US\$2 millones relacionados con los gastos en el gasoducto de Medellín respectivamente. La Corporación también excluye los gastos en activos corporativos de los cálculos de F&D. Los gastos de capital de 2022, 2021 y 2020 excluyen US\$5 millones, US\$3 millones and US\$5.2 millones relacionados con gastos en activos corporativos.
- (4) Los "Gastos de Capital" – Cambios en FDC son redondeados. "FDC" es el Capital de Desarrollo Futuro 1P (Total Probadas).
- (5) F&D 1P – Costos de Descubrimiento y Desarrollo en base 1P (Total Probadas).
- (6) FD&A 1P – Costos de Descubrimiento y Desarrollo y Adquisiciones en base 1P (Total Probadas).
- (7) Con los costos de descubrimiento y desarrollo, los costos agregados de exploración y desarrollo incluidos durante el más reciente año financiero y los cambios en costos estimados de desarrollo futuro durante ese año generalmente no reflejan los costos totales de descubrimientos y de desarrollo relacionados con las adiciones de reservas para el año.

Reconciliación de Métricas de Reservas 2P – Participación de Canacol Antes de Regalías ⁽¹⁾⁽²⁾

		Calendario 2022	3-Años Terminados el 31 de diciembre de 2022
Gastos de Capital Netos (M\$ US) ⁽³⁾	\$	151,443	\$ 321,907
Gastos de Capital – Cambios en FDC (M\$ US) ⁽⁴⁾	\$	98,035	\$ 97,404
F&D Total (M\$ US) ⁽⁵⁾	\$	249,478	\$ 419,311
Adquisiciones Netas (M\$ US)		-	-
FD&A Total (M\$ US) ⁽⁶⁾⁽⁷⁾	\$	249,478	\$ 419,311
Adiciones de Reservas (MMcfe)		112,094	223,705
Adiciones de Reservas – Adquisiciones Netas		-	-
Adiciones de Reservas Incluyendo Adquisiciones Netas (MMcfe)		112,094	223,705
2P F&D por Mcf (US\$/Mcf)⁽⁵⁾	\$	2.23	\$ 1.87
2P FD&A por Mcf (US\$/Mcf)⁽⁶⁾⁽⁷⁾	\$	2.23	\$ 1.87

(1) Los números en esta tabla pueden no tener una suma exacta debido a redondeo.

(2) Todos los valores en esta tabla están presentados en una base 2P (Total Probadas + Probables).

(3) La Corporación excluye las inversiones de midstream de los cálculos F&D, debido a que estas inversiones de capital representan activos de larga vida de midstream que tienen un potencial de vida de varias décadas, junto con un valor residual. Los gastos de capital en 2022, 2021 y 2020 excluyen US\$9.9 millones, US\$3.2 millones and US\$2 millones relacionados con los gastos en el gasoducto de Medellín respectivamente. La Corporación también excluye los gastos en activos corporativos de los cálculos de F&D. Los gastos de capital de 2022, 2021 y 2020 excluyen US\$5 millones, US\$3 millones and US\$5.2 millones relacionados con gastos en activos corporativos.

(4) Los “Gastos de Capital” – Cambios en FDC son redondeados. “FDC” es el Capital de Desarrollo Futuro 2P (Total Probadas + Probables).

(5) F&D 2P – Costos de Descubrimiento y Desarrollo en base 2P (Total Probadas + Probables).

(6) FD&A 2P – Costos de Descubrimiento y Desarrollo y Adquisiciones en base 2P (Total Probadas + Probables).

(7) Con los costos de descubrimiento y desarrollo, los costos agregados de exploración y desarrollo incluidos durante el más reciente año financiero y los cambios en costos estimados de desarrollo futuro durante ese año generalmente no reflejan los costos totales de descubrimientos y de desarrollo relacionados con las adiciones de reservas para el año.



Reconciliación de Métricas de Reservas 3P de Gas Natural – Participación de Canacol Antes de Regalías⁽¹⁾⁽²⁾

		Calendario 2022	3-Años Terminados el 31 de diciembre de 2022
Gastos de Capital Netos (M\$ US) ⁽³⁾	\$	151,443	\$ 321,907
Gastos de Capital – Cambios en FDC (M\$ US) ⁽⁴⁾	\$	98,327	\$ 97,404
F&D Total (M\$ US) ⁽⁵⁾	\$	249,770	\$ 419,898
Adquisiciones Netas (M\$ US)		-	-
FD&A Total (M\$ US) ⁽⁶⁾⁽⁷⁾	\$	249,770	\$ 419,898
Adiciones de Reservas (MMcfe)		202,363	398,329
Adiciones de Reservas – Adquisiciones Netas		-	-
Adiciones de Reservas Incluyendo Adquisiciones Netas (MMcfe)		202,363	398,329
3P F&D por Mcf (US\$/Mcf)⁽⁵⁾	\$	1.23	\$ 1.05
3P FD&A por Mcf (US\$/Mcf)⁽⁶⁾⁽⁷⁾	\$	1.23	\$ 1.05

- (1) Los números en esta tabla pueden no tener una suma exacta debido a redondeo.
- (2) Todos los valores en esta tabla están presentados en una base 3P (Total Probadas + Probables + Posibles).
- (3) La Corporación excluye las inversiones de midstream de los cálculos F&D, debido a que estas inversiones de capital representan activos de larga vida de midstream que tienen un potencial de vida de varias décadas, junto con un valor residual. Los gastos de capital en 2022, 2021 y 2020 excluyen US\$9.9 millones, US\$3.2 millones and US\$2 millones relacionados con los gastos en el gasoducto de Medellín respectivamente. La Corporación también excluye los gastos en activos corporativos de los cálculos de F&D. Los gastos de capital de 2022, 2021 y 2020 excluyen US\$5 millones, US\$3 millones and US\$5.2 millones relacionados con gastos en activos corporativos.
- (4) Los "Gastos de Capital" – Cambios en FDC son redondeados. "FDC" es el Capital de Desarrollo Futuro 3P (Total Probadas + Probables + Posibles).
- (5) F&D 3P – Costos de Descubrimiento y Desarrollo en base 3P (Total Probadas + Probables + Posibles).
- (6) FD&A 3P – Costos de Descubrimiento y Desarrollo y Adquisiciones en base 3P (Total Probadas + Probables + Posibles).
- (7) Con los costos de descubrimiento y desarrollo, los costos agregados de exploración y desarrollo incluidos durante el más reciente año financiero y los cambios en costos estimados de desarrollo futuro durante ese año generalmente no reflejan los costos totales de descubrimientos y de desarrollo relacionados con las adiciones de reservas para el año.

Las estimaciones de recuperación y reservas de gas natural convencional y crudo ligero/mediano son sólo estimaciones. No hay garantía de que las reservas estimadas sean recuperadas y las reservas reales de gas natural convencional puedan ser mayores o menores que las estimaciones provistas.

Sobre Canacol

Canacol es una empresa de exploración y producción de gas natural y crudo con operaciones en Colombia. Las acciones ordinarias de la Compañía cotizan en la Bolsa de Valores de Toronto, la OTCQX en los Estados Unidos de América y la Bolsa de Valores de Colombia bajo el símbolo CNE, CNNEF y CNEC, respectivamente.

Información y Declaraciones Futuras

Este comunicado de prensa contiene ciertas declaraciones prospectivas dentro del significado de la ley de valores aplicable. Las declaraciones prospectivas se caracterizan con frecuencia por palabras como "planear", "esperar", "proyectar", "objetivo", "pretender", "creer", "anticipar", "estimar" y otras palabras similares, o declaraciones de que ciertos eventos o condiciones "pueden" o "ocurrirán", incluidas, entre otras, declaraciones relacionadas con las tasas de producción estimadas de las propiedades de la Corporación y los programas de trabajo previstos y los plazos asociados. Las declaraciones prospectivas se basan en las opiniones y estimaciones de la gerencia en la fecha en que se realizan las declaraciones y están sujetas a una variedad de riesgos e incertidumbres y otros factores que podrían causar que los eventos o resultados reales difieran materialmente de los proyectados en declaraciones futuras. La Corporación no puede asegurar que los resultados reales sean consistentes con estas declaraciones prospectivas. Están elaborados a la fecha del presente y están sujetos a cambios y la Corporación no asume ninguna obligación de revisarlos o actualizarlos para reflejar nuevas circunstancias, excepto según lo exija la ley. La información y la orientación proporcionadas en este documento sustituyen y reemplazan cualquier información prospectiva proporcionada en divulgaciones anteriores. Los inversores potenciales no deben depositar una confianza indebida en



las declaraciones prospectivas. Estos factores incluyen los riesgos inherentes involucrados en la exploración y el desarrollo de propiedades de crudo y gas natural, las incertidumbres involucradas en la interpretación de los resultados de perforación y otros datos geológicos y geofísicos, los precios fluctuantes de la energía, la posibilidad de sobrecostos o costos o retrasos imprevistos y otras incertidumbres asociadas con la industria del petróleo y el gas. Otros factores de riesgo podrían incluir riesgos asociados con la negociación con gobiernos extranjeros, así como el riesgo país asociado con la realización de actividades internacionales y otros factores, muchos de los cuales están fuera del control de la Corporación. Otros riesgos se describen con más detalle en el Análisis y Discusión de la Gerencia ("MD&A") y el Formulario de Información Anual más reciente de la Corporación, que se incorporan aquí como referencia y se archivan en SEDAR en www.sedar.com. Las cifras de producción promedio para un período determinado se derivan del promedio aritmético de los datos de producción históricos fluctuantes para todo el período indicado y, en consecuencia, no representan una tasa de producción constante para dicho período y no son un indicador del desempeño de la producción futura. La información detallada con respecto a la producción mensual en los campos operados por la Corporación en Colombia es proporcionada por la Corporación al Ministerio de Minas y Energía de Colombia y es publicada por el Ministerio en su sitio web; se proporciona un enlace directo a esta información en el sitio web de la Corporación.

Uso de Medidas Financieras No-IFRS - Tales medidas complementarias no deben ser consideradas como una alternativa o más significativas que las medidas determinadas de acuerdo con las IFRS como un indicador del desempeño de la Corporación, y dichas medidas pueden no ser comparables a las reportadas por otras empresas. Este comunicado también proporciona información sobre los fondos ajustados de las operaciones. Los fondos de operaciones ajustados son una medida no definida en las NIIF. Representa el efectivo (usado) proporcionado por las actividades operativas antes de los cambios en el capital de trabajo no monetario, la liquidación de un pasivo por liquidación de litigios y los gastos de obligaciones de desmantelamiento. La Corporación considera que los fondos provenientes de las operaciones son una medida clave, ya que demuestran la capacidad del negocio para generar el flujo de efectivo necesario para financiar el crecimiento futuro a través de inversiones de capital y para pagar la deuda. Los fondos ajustados de las operaciones no deben considerarse como una alternativa ni más significativos que el efectivo (usado) proporcionado por las actividades operativas según lo determinado de acuerdo con las NIIF como un indicador del desempeño de la Corporación. La determinación de la Corporación de los fondos ajustados de las operaciones puede no ser comparable con la informada por otras compañías. Para obtener más detalles sobre cómo la Corporación concilia su efectivo proporcionado por las actividades operativas con los fondos ajustados de las operaciones, consulte la sección "Medidas no IFRS" del MD&A de la Corporación. Además, este comunicado de prensa hace referencia al EBITDAX ajustado y las medidas de netback operativo. El EBITDAX ajustado se define como la utilidad neta consolidada ajustada por intereses, impuestos sobre la renta, depreciación, agotamiento, amortización, gastos de exploración y otros cargos similares no recurrentes o no monetarios. El netback operativo es un punto de referencia común en la industria del petróleo y el gas y se calcula como las ventas totales de gas natural, GNL y petróleo, los gastos de transporte netos, menos las regalías y los gastos operativos, calculados sobre la base de los volúmenes de ventas equivalentes por barril de petróleo utilizando una conversión. El netback operativo es una medida importante para evaluar el rendimiento operativo, ya que demuestra la rentabilidad a nivel de campo en relación con los precios actuales de las materias primas. El EBITDAX ajustado y el netback operativo tal como se presentan no tienen ningún significado estandarizado prescrito por las NIIF y, por lo tanto, pueden no ser comparables con el cálculo de medidas similares para otras entidades.

El netback operativo se define como los ingresos, los gastos de transporte netos menos las regalías y los gastos operativos.

Las ventas contractuales realizadas se definen como el gas natural, el petróleo y el GNL producidos y vendidos más los ingresos recibidos de los contratos de aceptación o pago nominados sin la entrega real de gas natural o GNL y el vencimiento de los derechos de los clientes para recibir las entregas.

Las ventas de GNL de la Corporación representan menos del uno por ciento de las ventas contractuales totales realizadas de gas natural y GNL de la Corporación.

La evaluación de reservas, a partir del 31 de diciembre de 2022, fue realizada por el evaluador de reservas independiente de la Corporación Boury Global Energy Consultants Ltd. ("BGEC") y está de acuerdo con el Instrumento Nacional 51-101 - Estándares de Divulgación para Actividades de Petróleo y Gas. Las reservas se proporcionan sobre una base bruta de Canacol en unidades de miles de pies cúbicos ("MMcf") y miles de barriles de petróleo equivalente ("MBOE") utilizando un precio de referencia en dólares estadounidenses. Los valores estimados pueden o no representar el valor justo de mercado de las estimaciones de reservas.



"Bruto" en relación con la participación de la Corporación en la producción o las reservas es su participación en la participación de trabajo (operativa o no operativa) antes de la deducción de regalías y sin incluir ninguna participación en regalías de la Corporación;

"Neto" en relación con la participación de la Corporación en la producción o las reservas es su participación en la participación en la explotación (operativa o no operativa) después de la deducción de las obligaciones de regalías, más su participación en las regalías en la producción o las reservas;

Las "Reservas Productoras Desarrolladas Probadas" son aquellas reservas que se espera recuperar de los intervalos de finalización abiertos al momento de la estimación. Estas reservas pueden estar produciendo actualmente o, si cerraron, deben haber estado previamente en producción, y la fecha de reanudación de la producción debe conocerse con certeza razonable.

Las "reservas probadas" son aquellas reservas que se pueden estimar con un alto grado de certeza como recuperables. Es probable que las cantidades remanentes reales recuperadas excedan las reservas probadas estimadas;

Las "reservas probables" son aquellas reservas adicionales cuya recuperación es menos segura que las reservas probadas. Es igualmente probable que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores o menores que la suma de las reservas probadas más probables estimadas;

"Reservas posibles" significa aquellas reservas adicionales cuya recuperación es menos segura que las reservas probables. Es poco probable que las cantidades remanentes reales recuperadas excedan la suma de las reservas estimadas probadas, probables y posibles;

Conversiones de BOE y CFE: el barril de equivalente de petróleo "BOE" o el equivalente de gas en pies cúbicos "CFE" se obtienen convirtiendo gas natural en petróleo o viceversa en una proporción de 5,7 Mcf de gas natural por bbl de petróleo. Una relación de conversión de BOE o CFE de 5,7 Mcf a 1 bbl se basa en un método de conversión de equivalencia de energía aplicable principalmente en la punta del quemador y no representa una equivalencia de valor en la cabeza del pozo. Dado que la relación de valor entre el gas natural y el crudo basada en los precios actuales del gas natural y el crudo es significativamente diferente de la equivalencia energética de 5,7:1, utilizar una conversión sobre una base de 5,7:1 puede ser engañoso como indicación del valor. En este comunicado, la Corporación ha expresado BOE utilizando el estándar de conversión colombiano de 5.7 Mcf: 1 bbl requerido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

"PDP" significa Probado Desarrollado Produciendo

"1P" significa Total Probado

"2P" significa Total Probado + Probable

"3P" significa Total Probado + Probable + Posible

Tasa de reemplazo de reservas PDP: Razón de las adiciones de reservas a la producción, según lo informado en los estados financieros durante el año fiscal que finalizó el 31 de diciembre, excluyendo adquisiciones y disposiciones sobre una base de Producción Probada Desarrollada.

1P Tasa de reemplazo de reservas: Razón de las adiciones de reservas a la producción, según lo informado en los estados financieros durante el año fiscal terminado el 31 de diciembre, excluyendo adquisiciones y disposiciones sobre una base Total Probada.

2P Tasa de reemplazo de reservas: Razón de las adiciones de reservas a la producción, según lo informado en los estados financieros durante el año fiscal terminado el 31 de diciembre, excluyendo adquisiciones y disposiciones sobre una base Total Probada + Probable.

Los costos de descubrimiento y desarrollo por mil pies cúbicos (Mcf) representan los costos de exploración y desarrollo incurridos por Mcf de reservas totales probadas + probables agregadas durante el año. La Corporación, los analistas de la industria y los inversionistas utilizan dichas métricas para medir la capacidad de una Corporación para establecer una tendencia a largo plazo de agregar reservas a un costo razonable.

Los costos de descubrimiento, desarrollo y adquisición por mil pies cúbicos (Mcf) representan los costos de adquisición, exploración y desarrollo de propiedades incurridos por Mcf de reservas totales probadas + probables agregadas durante el año. La Corporación, los analistas de la industria y los inversionistas utilizan dichas métricas para medir la capacidad de una Corporación para establecer una tendencia a largo plazo de agregar reservas a un costo razonable.



Con los costos de descubrimiento y desarrollo, la suma de los costos de exploración y desarrollo incurridos en el año fiscal más reciente y el cambio durante ese año en los costos de desarrollo futuros estimados generalmente no reflejarán los costos totales de descubrimiento y desarrollo relacionados con las adiciones de reservas para ese año.

La tasa de reciclaje de gas natural se calcula dividiendo el netback de gas natural entre los costos de búsqueda y desarrollo.

El Índice de Reserva de Vida "RLI" se calcula dividiendo la categoría de reservas aplicable por la producción anualizada del cuarto trimestre.

Este comunicado contiene una serie de métricas de petróleo y gas, incluidas F&D, FD&A, reemplazo de reservas y RLI, que no tienen significados estandarizados o métodos de cálculo estándar y, por lo tanto, dichas medidas pueden no ser comparables con medidas similares utilizadas por otras empresas. Dichas métricas se han incluido aquí para proporcionar a los lectores medidas adicionales para evaluar el desempeño de la Corporación; sin embargo, tales medidas no son indicadores confiables del desempeño futuro de la Corporación y el desempeño futuro puede no compararse con el desempeño en períodos anteriores.

Para más información contactar a:

Relación con el Inversionista

Sur América: +571.621.1747 IR-SA@canacolenergy.com

Global: +1.403.561.1648 IR-GLOBAL@canacolenergy.com

<http://www.canacolenergy.com>