



## Canacol Energy Ltd. Anuncia Reservas 2P y Volúmenes Estimados de 607 Bcfe Valorados en US\$2.1B Antes de Impuestos e Índice de Vida de Reservas de 10 Años

**CALGARY, ALBERTA - (Marzo 21, 2024)** - Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Corporación") (TSX:CNE; OTCQX:CNNEF; BVC:CNEC) se complace en reportar sus reservas de gas natural convencional, petróleo crudo liviano, mediano y pesado, y los volúmenes estimados para el año fiscal terminado el 31 de diciembre de 2023. Las reservas de gas natural convencional de la Corporación están localizadas en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Colombia. Canacol tiene reservas de crudo liviano y mediano ubicadas en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia y reservas y volúmenes estimados de crudo liviano, mediano y pesado en la cuenca de los Llanos, Colombia.

### Resumen de reservas brutas de gas natural convencional, petróleo crudo ligero/medio/pesado y volúmenes estimados de Canacol Energy Ltd (1)(5)

Tipo de producto		Probadas Desarrolladas	Probadas Desarrolladas No Produciendo	Probadas No Desarrolladas	Total Probado	Total Probado + Probable	Total al Probado + Probable + Posible
		("PDP")	("PDNP")	("PUD")	("1P")	("2P")	("3P")
<b>Gas natural convencional y crudo ligero/medio/pesado<sup>4)</sup></b>	Bcfe <sup>(2)</sup>	<b>98.3</b>	<b>161.4</b>	<b>35.5</b>	<b>295.2</b>	<b>607.3</b>	<b>1,042.9</b>
Total crudo equivalente	MMBOE <sup>(2)</sup>	17.2	28.3	6.2	51.8	106.6	183.0
VPN-10 antes de impuestos <sup>(3)</sup>	MM US\$	\$398.6	\$657.0	\$60.5	\$1,116.1	\$2,135.1	\$3,200.8
VPN-10 después de impuestos <sup>(3)</sup>	MM US\$	\$398.5	\$655.8	\$60.5	\$1,114.8	\$1,763.5	\$2,375.7

- (1) Todas las reservas están representadas a la cuota de participación de Canacol antes de regalías.
- (2) El término "BOE" significa barril equivalente de petróleo y el término "cfe" significa pies cúbicos equivalentes de gas natural sobre la base de 5,7 mil pies cúbicos estándar ("Mcf") de gas natural por 1 barril de petróleo ("bbl") según la práctica regulatoria colombiana.
- (3) El valor presente neto (VPN) se expresa en millones de USD y se descuenta al 10%.
- (4) El crudo ligero/medio/pesado convencional incluye volúmenes estimados de 100 mbbls PDP, 175 mbbls 1P, 238 mbbls 2P y 343 mbbls 3P. Los volúmenes estimados se derivan de los volúmenes de Rancho Hermoso que son operados, pero no son propiedad de Canacol, donde Canacol recibe una tarifa. Se calculan multiplicando los volúmenes brutos de ventas al 100% por la relación de la tarifa recibida dividida por el precio de venta del crudo liviano/mediano/pesado por el cual Canacol recibe tarifa.
- (5) Las cifras de esta tabla pueden no coincidir debido al redondeo.

### Aspectos a Destacar

Reservas probadas + probables de gas natural convencional y petróleo ligero/medio/pesado y volúmenes estimados ("2P"):

- VPN-10 2P antes de impuestos de \$2.1 billones a 31 de diciembre de 2023, un aumento del 10% sobre el valor del año anterior de \$1.9 billones de dólares a 31 de diciembre de 2022.
- VPN-10 2P después de impuestos de \$1.8 billones a 31 de diciembre de 2023, un 34% más que el valor



del año anterior de \$1.3 billones a 31 de diciembre de 2022. El aumento significativo de los valores 2P después de impuestos se ve impactado principalmente por la reestructuración de la Corporación en el cuarto trimestre de 2022, cuyos resultados se incorporan por primera vez en el informe de reservas de este año.

- Disminuyeron un 6.9% desde el 31 de diciembre de 2022, totalizando 607,000 millones de pies cúbicos estándar equivalentes ("Bcfe") al 31 de diciembre de 2023, con un valor antes de impuestos descontado al 10% de US\$2.1 billones, que representan tanto CAD\$82.62 por acción de valor de reservas, como CAD\$54.63 por acción de valor de activo neto 2P (neto de US\$723.5 millones de deuda neta).
- Reemplazo de reservas del 31% basado en las adiciones de reservas de gas natural convencional, petróleo ligero/medio/pesado y volumen estimado para 2023 de 15.9 Bcf, 0.5 MMBbls y 0.2 MMBbls, respectivamente, por un total de 20 Bcfe.
- Costo de Hallazgo y Desarrollo ("F&D") 2P de US\$3.17/Mcfe para el período de tres años finalizado el 31 de diciembre de 2023.
- Coeficiente de reciclaje de retorno de 0.4x para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023 (calculado en base al netback de gas natural de US\$ .11/Mcf para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023).
- Coeficiente de reciclaje de retorno de 1.2x para el periodo de tres años finalizado el 31 de diciembre de 2023 (calculado sobre la base del netback promedio ponderado de gas natural de US\$3.73/Mcf para los años finalizados el 31 de diciembre de 2023, 2022 y 2021).
- Índice de vida de reservas ("RLI") de 9.9 años basado en una producción anualizada de gas natural convencional en el cuarto trimestre de 2023 de 168,127 mil pies cúbicos estándar por día ("Mscfpd") o 29,496 barriles equivalentes de petróleo por día ("BOEPD").
- RLI de 9.4 años basada en una producción de gas natural convencional prevista de 177,000 Mcfpd para el año 2024 (límite superior de la guía corporativa para 2024 anunciada el 5 de febrero de 2024).

Reservas probadas de gas natural convencional y petróleo ligero/medio/pesado y volúmenes estimados ("1P"):

- Disminuyeron un 13.0% desde el 31 de diciembre de 2022, totalizando 295 Bcfe al 31 de diciembre de 2023, con un valor antes de impuestos descontado al 10% de US\$1.1 billones, lo que representa tanto CAD\$43.19 por acción de valor de reservas, como CAD\$15.19 por acción de valor de activo neto 1P (neto de US\$723.5 millones de deuda neta).
- Reemplazo de reservas del 32% basado en las adiciones de reservas de gas natural convencional, petróleo ligero/medio/pesado y volumen estimado para 2023 de 18.2 Bcf, 0.3 MMBbls y 0.2 MMBbls, respectivamente, por un total de 21 Bcfe.
- 1P F&D de US\$4.70/Mcfe para el período de tres años finalizado el 31 de diciembre de 2023.
- RLI de 4.8 años basado en una producción de gas natural convencional anualizada en el cuarto trimestre de 2023 de 168,127 Mcfpd o 29,496 BOEPD.
- RLI de 4.6 años basado en una producción de gas natural convencional prevista de 177,000 Mcfpd para el año 2024 (límite superior de la guía corporativa para 2024 anunciada el 5 de febrero de 2024).

Reservas probadas + probables + posibles de gas natural convencional y petróleo ligero/medio/pesado y volúmenes estimados ("3P"):

- Disminuyeron un 4.2% desde el 31 de diciembre de 2022, totalizando 1,043 Bcfe al 31 de diciembre de 2023, con un valor antes de impuestos descontado al 10% de US\$3.2 billones, lo que representa tanto CAD\$123.86 por acción de valor de reservas, como CAD\$95.86 acción de valor de activo neto 3P (neto de US\$723.5 millones de deuda neta).
- Reemplazo de reservas del 31% basado en las adiciones de reservas de gas natural convencional, petróleo ligero/medio/pesado y volumen estimado para 2023 de 13.3 Bcf, 0.8 MMBbls y 0.3 MMBbls, respectivamente, por un total de 20 Bcfe.
- 3P F&D de US\$1.83/Mcf para el período de tres años finalizado el 31 de diciembre de 2023.
- RLI de 17.0 años basado en una producción de gas natural convencional anualizada en el cuarto trimestre de 2023 de 168,127 Mcfpd o 29,496 BOEPD.
- RLI de 16.1 años basada en una producción de gas natural convencional prevista de 177,000 Mcfpd para



el año 2024 (límite superior de la guía corporativa para 2024 anunciada el 5 de febrero de 2024).

Ravi Sharma, COO, declaró: "En 2023 añadimos 20 Bcfe de reservas 2P y volúmenes estimados, un aumento del 3%, y añadimos 21 Bcfe a las reservas 1P y volúmenes estimados para un aumento del 6%. Nuestros yacimientos principales, Clarinete, Nelson, Aguas Vivas y Pandereta, siguen desempeñándose bien y registraron aumentos en las reservas 1P. Nuestras expectativas de aumento de las reservas 2P se vieron limitadas por la falta de éxito en las perforaciones de Cereza y Piña Norte, y la imposibilidad de perforar el pozo Natilla hasta el intervalo objetivo, y nuestra incapacidad para perforar el pozo de exploración de Natilla hasta el intervalo objetivo, debido a las dificultades técnicas de perforación del pozo. A medida que maduran nuestros yacimientos en producción, estamos ejecutando programas de desarrollo para aumentar las reservas PDP mediante la conversión de las reservas de PDNP y PUD en PDP, para mantener nuestra capacidad productiva y nuestra producción. Nuestros recientes estudios sísmicos 3D han delineado y confirmado más prospectividad en VIM 5 y SSJN-7, que perforaremos en 2024, 2025 y en adelante para añadir potencialmente nuevos grupos de producción y añadir a los más de 900 BCF de reservas de gas natural 2P que la compañía ha descubierto desde su creación."

### Discusión del Informe de Reservas del Ejercicio Finalizado el 31 de Diciembre de 2023

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2023, la Corporación registró aumentos en ciertas categorías de reservas debido a descubrimientos en Lulo en el bloque VIM21, Piña Norte en el bloque Esperanza y Pistacho en el bloque VIM5. Todas las adiciones mencionadas se encuentran en el Valle Inferior del Magdalena. Las revisiones técnicas positivas se asociaron principalmente con Clarinete, Pandereta y Claxon en el bloque VIM5, Chinú en el bloque SSJN7 debido a una consolidación de la participación del 50% al 100%, y Rancho Hermoso en la cuenca de los Llanos. Las revisiones técnicas negativas se asociaron principalmente a Fresa, en el bloque VIM21.

Las siguientes tablas resumen la información del informe independiente de reservas elaborado por Boury Global Energy Consultants Ltd. ("BGEC") a 31 de diciembre de 2023 (el "informe BGEC 2023"). ("BGEC") con vigencia a 31 de diciembre de 2023 (el "informe BGEC 2023"). El informe BGEC 2023 cubre el 100% de las reservas y volúmenes estimados de gas natural convencional y petróleo ligero/medio/pesado de la Corporación.

El informe BGEC 2023 se elaboró de conformidad con las definiciones, normas y procedimientos contenidos en el Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook ("COGE Handbook") y el National Instrument NI 51-101, Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities ("NI 51-101"). En el formulario de información anual de la Corporación, que se presentará en SEDAR a más tardar el 31 de marzo de 2024, se incluye información adicional sobre las reservas según lo exigido por NI 51-101.

### Reservas brutas de gas natural, petróleo ligero/medio/pesado y volúmenes estimados de Canacol para el año finalizado el 31 de diciembre de 2023<sup>(1)</sup>

Categoría de reservas <sup>(2)</sup>	31-dic-22 (MMcfe)	31-dic-23 (MMcfe)	Diferencia (%)
Total Probadas (1P)	339,243	295,171	-13.0%
<b>Total Probadas + Probables (2P)</b>	<b>652,466</b>	<b>607,343</b>	<b>-6.9%</b>
Total Probadas + Probables + Posibles (3P)	1,088,172	1,042,940	-4.2%

(1) Las cifras de esta tabla pueden no coincidir debido al 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 del petróleo - Informe BGEC 31 de diciembre de 2023<sup>(1)</sup>

		Fecha Informe Reservas	2024	2025	2026	2027	2028
Precio promedio ponderado por volumen del gas Probado + Probable (2P) <sup>(2)</sup>	US\$/Mcf	31-dic-23	6.86	6.47	6.56	7.90	7.69
Precio realizado del petróleo en Chimela - neto de compensación de calidad y transporte <sup>(3)</sup>	US\$/bbl	31-dic-23	61.82	63.82	64.82	66.32	69.32
Precio del petróleo realizado en Rancho - neto de compensación de calidad y transporte <sup>(4)</sup>	US\$/bbl	31-dic-23	72.50	74.50	76.50	78.50	80.50

- (1) Las cifras de esta tabla pueden no coincidir debido al redondeo.
- (2) La proyección del precio del gas se basa en los contratos a largo plazo existentes netos de transporte (si procede) y ajustados a la inflación, junto con los precios de venta de gas interrumpible basados en las previsiones de S&P.
- (3) La proyección del precio del petróleo en Chimela se basa en la proyección del Brent de BGEC, menos US\$16.18/bbl por compensación de calidad y costos de transporte.
- (4) La proyección del precio no-tarifa del petróleo de Rancho Hermoso se basa en el pronóstico del WTI de BGEC, menos US\$0.50/bbl por compensación de calidad y costos de transporte. Adicionalmente, Canacol recibe tarifas de \$17.36/bbl por la producción de Mirador (produciendo en RH10), \$17.36/bbl escalados con inflación por la producción de RH11 y RH16 (\$20.32/bbl en enero de 2024), y una tarifa entre \$14.50/bbl y \$26.00/bbl que fluctúa con el precio del Brent (\$20.42/bbl en enero de 2024).

## Resumen del valor presente neto de gas natural convencional, reservas de crudo ligero/medio/pesado y volúmenes estimados antes y después de impuestos<sup>(1)</sup>

Categoría de reservas	Antes de impuestos		Después de impuestos	
	Valor Activo Neto		Valor Activo Neto	
	31-dic-23 (M US\$) <sup>(2)</sup>	31-dic-23 (C\$/acción) <sup>(3)</sup>	31-dic-23 (M US\$) <sup>(2)</sup>	31-dic-23 (C\$/acción) <sup>(3)</sup>
Total Probadas (1P)	\$ 1,116,092	\$ 15.19	\$ 1,114,821	\$ 15.14
Total Probadas + Probables (2P)	\$ 2,135,121	\$ 54.63	\$ 1,763,454	\$ 40.24
Total Probadas + Probables + Posibles (3P)	\$ 3,200,751	\$ 95.86	\$ 2,375,662	\$ 63.94

- (1) Las cifras de esta tabla pueden no coincidir debido al redondeo.
- (2) El valor presente neto se expresa en miles de USD y se descuenta al 10%. Los precios previstos utilizados en el cálculo del valor actual de los ingresos netos futuros se basan en el conjunto de precios descrito anteriormente. Las previsiones de BGEC para el gas natural convencional, el petróleo crudo ligero/medio/pesado y los precios del volumen estimado a 31 de diciembre de 2023 se incluyen en el Formulario de Información Anual de la Corporación.
- (3) El valor de los activos neto ("VAN") se calcula como VPN10 a 31 de diciembre de 2023 menos una deuda neta estimada de US\$723.5 millones (siendo US\$713.4 millones de deuda total más un déficit de capital de trabajo de US\$10 millones) dividido por 34.1 millones de acciones básicas en circulación a 31 de diciembre de 2023. Los cálculos del VAN se han convertido a \$CAD al tipo de cambio efectivo de USD:CAD = 1,32 a 31 de diciembre de 2023.

## Índice de Reserva de Vida ("RLI")<sup>(1)(2)</sup>

Categoría de reservas	31-dic-22 (años) <sup>(3)</sup>	31-dic-23 (años) <sup>(4)</sup>
Total Probadas (1P)	5.2	4.8
Total Probadas + Probables (2P)	10.0	9.9
Total Probadas + Probables + Posibles (3P)	16.8	17.0



- (1) Las cifras de esta tabla pueden no coincidir debido al redondeo.  
 (2) "RLI" Índice de Vida de Reservas se calcula dividiendo la categoría de reservas aplicable por la producción anualizada del cuarto trimestre.  
 (3) Calculado utilizando la producción promedio de gas natural de 3 meses finalizada el 31 de diciembre de 2022 de 177,985 Mcfpd o 31,225 BOEpd anualizados.  
 (4) Calculado utilizando la producción promedio de gas natural de 3 meses finalizado el 31 de diciembre de 2023 de 168,127 Mcfpd o 29,496 BOEpd anualizados.

**Reconciliación de reservas brutas volúmenes estimados de Canacol para el año terminado el 31 de diciembre de 2023<sup>(1)</sup>**

<b>PROBADAS DESARROLLADAS PRODUCIENDO</b>	<b>Petróleo total (MBSL)</b>	<b>Petróleo ligero/me dio (MBSL)</b>	<b>Petróleo pesado (MBSL)</b>	<b>Gas natural convencional (MMCF)</b>	<b>GNL (MBSL)</b>	<b>TOTAL MBOE</b>
Saldo inicial (31 de diciembre de 2022)	-	-	-	161,633	-	28,357
Extensiones	-	-	-	-	-	-
Recobro mejorado	-	-	-	-	-	-
Revisiones técnicas <sup>(2)</sup>	594	457	137	(7,193)	-	(668)
Descubrimientos <sup>(4)</sup>	-	-	-	5,646	-	991
Adquisiciones	-	-	-	-	-	-
Disposiciones	-	-	-	-	-	-
Factores económicos	-	-	-	-	-	-
Producción	(12)	(12)	-	(65,089)	-	(11,407)
Saldo final (31 de diciembre de 2023)	583	445	137	94,997	-	17,249

<b>TOTAL PROBADO</b>	<b>Petróleo total (MBSL)</b>	<b>Petróleo ligero/me dio (MBSL)</b>	<b>Petróleo pesado (MBSL)</b>	<b>Gas natural convencional (MMCF)</b>	<b>LGN (MBSL)</b>	<b>TOTAL MBOE</b>
Saldo inicial (31 de diciembre de 2022)	1,023	1,023	-	333,412	-	59,516
Extensiones	-	-	-	-	-	-
Recobro mejorado	-	-	-	-	-	-
Revisiones técnicas <sup>(3)</sup>	512	300	212	11,934	-	2,606
Descubrimientos <sup>(4)</sup>	-	-	-	6,232	-	1,093
Adquisiciones	-	-	-	-	-	-
Disposiciones	-	-	-	-	-	-
Factores económicos	-	-	-	-	-	-
Producción	(12)	(12)	-	(65,089)	-	(11,431)
Saldo final (31 de diciembre de 2023)	1,523	1,311	-	286,489	-	51,784

	Petróleo total	Petróleo ligero/me dio	Petróleo pesado	Gas natural convencional	GNL	TOTAL
<b>TOTAL PROBADO + PROBABLE</b>	<b>(MBSL)</b>	<b>(MBSL)</b>	<b>(MBSL)</b>	<b>(MMCF)</b>	<b>(MBSL)</b>	<b>MBOE</b>
Saldo inicial (31 de diciembre de 2022)	5,725	5,725	-	619,833	-	114,467
Extensiones	-	-	-	-	-	-
Recobro mejorado	-	-	-	-	-	-
Revisiones técnicas <sup>(3)</sup>	725	443	282	1,304	-	954
Descubrimientos <sup>(4)</sup>	-	-	-	14,598	-	2,561
Adquisiciones	-	-	-	-	-	-
Disposiciones	-	-	-	-	-	-
Factores económicos	-	-	-	-	-	-
Producción	(12)	(12)	-	(65,089)	-	(11,431)
Saldo final (31 de diciembre de 2023)	6,438	6,156	282	570,645	-	106,552

	Petróleo total	Petróleo ligero/me dio	Petróleo pesado	Gas natural convencional	GNL	TOTAL
<b>TOTAL PROBADO + PROBABLE + POSIBLE</b>	<b>(MBSL)</b>	<b>(MBSL)</b>	<b>(MBSL)</b>	<b>(MMCF)</b>	<b>(MBSL)</b>	<b>MBOE</b>
Saldo inicial (31 de diciembre de 2022)	13,613	13,613	-	1,010,578	-	190,908
Extensiones	-	-	-	-	-	-
Recobro mejorado	-	-	-	-	-	-
Revisiones técnicas <sup>(3)</sup>	1,164	769	394	(12,955)	-	(1,109)
Descubrimientos <sup>(4)</sup>	-	-	-	26,243	-	4,604
Adquisiciones	-	-	-	-	-	-
Disposiciones	-	-	-	-	-	-
Factores económicos	-	-	-	-	-	-
Producción	(12)	(12)	-	(65,089)	-	(11,431)
Saldo final (31 de diciembre de 2023)	14,766	14,371	-	958,777	-	182,972

- (1) Las cifras de esta tabla pueden no coincidir debido al redondeo.
- (2) Revisiones técnicas de PDP debidas a transferencias a PDNP, ya que ciertos pozos de Nelson, Clarinete y Alboka que estaban produciendo a 31 de diciembre de 2022 no estaban produciendo y estaban a la espera de trabajos de workover para reiniciar producción a 31 de diciembre de 2023.
- (3) Las revisiones técnicas de gas natural convencional en 1P hasta 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 Lulo, Aguas Vivas y Cornamusa en el bloque VIM21, Piña Norte y San Marcos en el bloque Esperanza, y Pistacho y Pandereta en el bloque VIM5.



### Reconciliación de métricas de reservas 1P - Participación de Canacol antes de regalías<sup>(1)(2)</sup>

	Calendario 2023		Tres años terminados el 31 de diciembre de 2023	
Gastos de capital netos (M\$ US) <sup>(3)</sup>	\$	202,923	\$	446,614
Gastos de capital - Cambio en FDC (M\$ US) <sup>(4)</sup>	\$	2,288	\$	16,959
F&D Total (M\$ US) <sup>(5)</sup>	\$	205,211	\$	463,573
Adquisiciones netas (M\$ US)		-		-
Total FD&A (M\$ US) <sup>(6)(7)</sup>	\$	205,211	\$	463,573
Adiciones de reservas (MMcfe)		21,084		98,623
Adiciones de reservas - Adquisiciones netas		-		-
Adiciones de reservas, incluidas las adquisiciones netas (MMpc)		21,084		98,623
<b>1P F&amp;D por Mcfe (US\$/Mcfe)<sup>(5)</sup></b>	<b>\$</b>	<b>9.73</b>	<b>\$</b>	<b>4.70</b>
<b>1P FD&amp;A por Mcfe (US\$/Mcfe)<sup>(6)(7)</sup></b>	<b>\$</b>	<b>9.73</b>	<b>\$</b>	<b>4.70</b>

- (1) Las cifras de esta tabla pueden no coincidir debido al redondeo.
- (2) Todos los valores de esta tabla se expresan en 1P (Total Probado).
- (3) La Corporación excluye las inversiones en el gasoducto de Medellín de los cálculos de F&D. Los gastos de capital de 2023, 2022 y 2021 excluyen US\$9 millones, US\$9.9 millones y US\$3.2 millones relacionados con 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 2023, 2022 y 2021 excluyen US\$3.3 millones, US\$5 millones y US\$3 millones relacionados con gastos en activos corporativos.
- (4) "Gastos de capital - Cambio en FDC" se redondea. FDC es el capital de desarrollo futuro 1P (Total Probado).
- (5) 1P F&D - Costos de descubrimiento y desarrollo sobre una base 1P (Total Probado).
- (6) 1P FD&A - Costos de descubrimiento, desarrollo y adquisición sobre una base 1P (Total Probado).
- (7) En el caso de los costos de exploración y desarrollo, la suma de los costos de exploración y desarrollo incurridos en el ejercicio más reciente y la variación durante ese ejercicio de los costos estimados de desarrollo futuro no reflejarán, por lo general, los costos totales de exploración y desarrollo relacionados con las adiciones de reservas correspondientes a ese ejercicio.

### Reconciliación de métricas de reservas 2P - Participación de Canacol antes de regalías<sup>(1)(2)</sup>

	Calendario 2023		Tres años finalizados el 31 de diciembre de 2023	
Gastos de capital netos (M\$ US) <sup>(3)</sup>	\$	202,923	\$	446,614
Gastos de capital - Cambio en FDC (M\$ US) <sup>(4)</sup>	\$	10,828	\$	86,508
F&D Total (M\$ US) <sup>(5)</sup>	\$	213,751	\$	533,122
Adquisiciones netas (M\$ US)		-		-
Total FD&A (M\$ US) <sup>(6)(7)</sup>	\$	213,751	\$	533,122
Adiciones de reservas (MMcfe)		20,035		168,340
Adiciones de reservas - Adquisiciones netas		-		-
Adiciones de reservas, incluidas las adquisiciones netas (MMpc)		20,035		168,340
<b>2P F&amp;D por Mcf (US\$/Mcf)<sup>(5)</sup></b>	<b>\$</b>	<b>10.67</b>	<b>\$</b>	<b>3.17</b>
<b>2P FD&amp;A por Mcf (US\$/Mcf)<sup>(6)(7)</sup></b>	<b>\$</b>	<b>10.67</b>	<b>\$</b>	<b>3.17</b>

- (1) Las cifras de esta tabla pueden no coincidir debido al redondeo.
- (2) Todos los valores de esta tabla se expresan en 2P (Total Probado + Probable).
- (3) La Corporación excluye las inversiones en el gasoducto de Medellín de los cálculos de F&D. Los gastos de capital de 2023, 2022 y 2021 excluyen US\$9 millones, US\$9.9 millones y US\$3.2 millones relacionados con 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 2023, 2022 y 2021 excluyen US\$3.3 millones, US\$5 millones y US\$3 millones relacionados con gastos en activos corporativos.

- (4) "Gastos de capital - Cambio en FDC" se redondea. FDC es el capital de desarrollo futuro 2P (Total Probado + Probable).
- (5) 1P F&D - Costos de descubrimiento y desarrollo sobre una base 2P (Total Probado + Probable).
- (6) 1P FD&A - Costos de descubrimiento, desarrollo y adquisición sobre una base 2P (Total Probado + Probable).
- (7) En el caso de los costos de exploración y desarrollo, la suma de los costos de exploración y desarrollo incurridos en el ejercicio más reciente y la variación durante ese ejercicio de los costos estimados de desarrollo futuro no reflejarán, por lo general, los costos totales de exploración y desarrollo relacionados con las adiciones de reservas correspondientes a ese ejercicio.

### Reconciliación de métricas de reservas 3P - Participación de Canacol antes de regalías <sup>(1)(2)</sup>

	Calendario 2023		Tres años hasta el 31 de diciembre de 2023	
Gastos de capital netos (M\$ US)(3)	\$	202,923	\$	446,614
Gastos de capital - Cambio en FDC (M\$ US)(4)	\$	11,313	\$	84,208
F&D Total (M\$ US)(5)	\$	214,236	\$	530,822
Adquisiciones netas (M\$ US)		-		-
Total FD&A (M\$ US)(6)(7)	\$	214,236	\$	530,822
Adiciones de reservas (MMcfe)		19,923		290,114
Adiciones de reservas - Adquisiciones netas		-		-
Adiciones de reservas, incluidas las adquisiciones netas (MMpc)		19,923		290,114
<b>3P F&amp;D por Mcf (US\$/Mcf)<sup>(5)</sup></b>	<b>\$</b>	<b>10.75</b>	<b>\$</b>	<b>1.83</b>
<b>3P FD&amp;A por Mcf (US\$/Mcf)<sup>(6)(7)</sup></b>	<b>\$</b>	<b>10.75</b>	<b>\$</b>	<b>1.83</b>

- (1) Las cifras de esta tabla pueden no coincidir debido al redondeo.
- (2) Todos los valores de esta tabla se expresan en 3P (Total Probado + Probable + Posible).
- (3) La Corporación excluye las inversiones en el gasoducto de Medellín de los cálculos de F&D. Los gastos de capital de 2023, 2022 y 2021 excluyen US\$9 millones, US\$9.9 millones y US\$3.2 millones relacionados con 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 2023, 2022 y 2021 excluyen US\$3.3 millones, US\$5 millones y US\$3 millones relacionados con gastos en activos corporativos.
- (4) "Gastos de capital - Cambio en FDC" se redondea. FDC es el capital de desarrollo futuro 3P (Total Probado + Probable + Posible).
- (5) 1P F&D - Costos de descubrimiento y desarrollo sobre una base 3P (Total Probado + Probable + Posible).
- (6) 1P FD&A - Costos de descubrimiento, desarrollo y adquisición sobre una base 3P (Total Probado + Probable + Posible).
- (7) En el caso de los costos de exploración y desarrollo, la suma de los costos de exploración y desarrollo incurridos en el ejercicio más reciente y la variación durante ese ejercicio de los costos estimados de desarrollo futuro no reflejarán, por lo general, los costos totales de exploración y desarrollo relacionados con las adiciones de reservas correspondientes a ese ejercicio.

La recuperación y las estimaciones de reservas y volúmenes estimados de gas natural convencional y petróleo crudo ligero/medio/pesado son sólo estimaciones. No existe garantía alguna de que se recuperen las reservas estimadas y los volúmenes estimados, y las reservas reales de gas natural convencional y petróleo crudo ligero/medio/pesado y los volúmenes estimados pueden resultar superiores o inferiores a 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 prospectivas



Este comunicado de prensa contiene ciertas declaraciones prospectivas en el sentido de la legislación aplicable en materia de valores. Las declaraciones prospectivas se caracterizan a menudo por palabras como "planear", "esperar", "proyectar", "objetivo", "pretender", "creer", "anticipar", "estimar" y otras palabras similares, o declaraciones de que ciertos acontecimientos o condiciones "pueden" o "ocurrirán", incluyendo sin limitación las declaraciones relativas a 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 dirección en la fecha en que se realizan y están sujetas a una serie de riesgos e incertidumbres y otros factores que podrían hacer que los acontecimientos o resultados reales difirieran sustancialmente de los previstos en las declaraciones prospectivas. La Corporación no puede asegurar que los resultados reales sean coherentes con estas declaraciones prospectivas. Éstas se formulan a la fecha del presente documento y están sujetas a cambios, por lo que la Corporación no asume obligación alguna de revisarlas o actualizarlas para reflejar nuevas circunstancias, salvo que así lo exija la ley. La información y las orientaciones proporcionadas en el presente documento sustituyen y reemplazan cualquier información prospectiva proporcionada en divulgaciones anteriores. Los posibles inversores no deben confiar indebidamente en las declaraciones prospectivas. Estos factores incluyen los riesgos inherentes a la exploración y explotación de yacimientos de petróleo y gas natural, las incertidumbres que entraña la interpretación de los resultados de las perforaciones y otros datos geológicos y geofísicos, la fluctuación de los precios de la energía, la posibilidad de que se produzcan sobrecostos o costos o retrasos imprevistos y otras incertidumbres asociadas al sector del petróleo y el gas. Otros factores de riesgo podrían incluir riesgos asociados a la negociación con gobiernos extranjeros, así como el riesgo país asociado a la realización de actividades internacionales, y otros factores, muchos de los cuales escapan al control de la Corporación. Otros riesgos se describen con más detalle en el más reciente Management Discussion and Analysis ("MD&A") y en el Annual Information Form de la Corporación, que se incorporan al presente documento por referencia y están archivados en SEDAR en [www.sedar.com](http://www.sedar.com). Las cifras de producción media de un período determinado se obtienen mediante la media aritmética de los datos históricos de producción fluctuantes de todo el período indicado y, por consiguiente, no representan una tasa de producción constante para dicho período ni son un indicador de los resultados de producción futuros. La Corporación facilita al Ministerio de Minas y Energía de Colombia información detallada con respecto a la producción mensual de los yacimientos operados por la Corporación en Colombia, que el Ministerio publica en su sitio web; en el sitio web de la Corporación figura un enlace directo a esta información.

Uso de medidas financieras distintas de las NIIF - Dichas medidas complementarias no deben considerarse una alternativa a las medidas determinadas con arreglo a las NIIF ni más significativas que éstas como indicador de los resultados de la Corporación, y dichas medidas pueden no ser comparables a las comunicadas por otras empresas. Este comunicado de prensa también proporciona información sobre los fondos procedentes de operaciones ajustados. Los fondos de operaciones ajustados son una medida no definida en las NIIF. Representa el efectivo (utilizado) proporcionado por las actividades de explotación antes de los cambios en el capital circulante no monetario, la liquidación de un pasivo por resolución de litigios y los gastos por obligaciones de desmantelamiento. La Corporación considera que los fondos procedentes de las operaciones son una medida clave, ya que demuestran la capacidad de la empresa para generar el flujo de caja necesario para financiar el crecimiento futuro mediante inversiones de capital y para amortizar la deuda. Los fondos procedentes de operaciones ajustados no deben considerarse una alternativa a, o más significativa que, el efectivo (utilizado) generado por las actividades de explotación determinado de conformidad con las NIIF como indicador del rendimiento de la Corporación. La determinación por parte de la Corporación de los fondos procedentes de operaciones ajustados puede no ser comparable a la comunicada por otras empresas. Para más información sobre la forma en que la Corporación concilia el efectivo generado por las actividades de explotación con los fondos procedentes de operaciones ajustados, consulte la sección "Medidas no basadas en las NIIF" del Informe de Gestión de la Corporación. Además, en este comunicado de prensa se hace referencia a las medidas EBITDAX ajustado y netback operativo. El EBITDAX ajustado se define como el resultado neto consolidado ajustado por intereses, impuestos sobre beneficios, depreciación, agotamiento, amortización, gastos de exploración y otros gastos similares no recurrentes o no en efectivo. El netback operativo es una referencia habitual 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 los regalías y los gastos de explotación, calculados sobre una base por barril equivalente de petróleo de los volúmenes de ventas 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 presentados no tienen un significado normalizado 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 ingresos, gastos netos de transporte menos regalías y gastos de explotación.

La evaluación de las reservas, con efecto a 31 de diciembre de 2023, fue realizada por el evaluador de reservas independiente de la Corporación, Boury Global Energy Consultants Ltd. ("BGE"), y se ajusta a lo dispuesto en el Instrumento Nacional 51-101

Normas de divulgación de actividades petrolíferas y gasíferas. ("BGE") y están de acuerdo con el Instrumento Nacional 51-

Normas de Divulgación para Actividades de Petróleo y Gas. Las reservas se proporcionan sobre una base de Canacol Bruto en unidades de miles de pies cúbicos ("MMcf") y miles de barriles equivalentes de petróleo ("MBOE") utilizando una cubierta de precios prevista 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 explotación (operativa o no operativa) antes de deducir las 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 explotación (operativa o no operativa) tras la deducción de las obligaciones de regalías, más su participación en las regalías de producción o reservas;

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

"Reservas probadas" son aquellas reservas que se puede estimar con un alto grado de certeza que son recuperables. Es probable que las cantidades reales recuperadas superen las reservas probadas estimadas;

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

"Reservas posibles" son aquellas reservas adicionales cuya recuperación es menos segura que la de las reservas probables. Es improbable que las cantidades reales restantes recuperadas superen la suma de las reservas probadas más probables más posibles estimadas;

"Volúmenes estimados" se refiere a la Sección 3.9.4.8 del COGEH - Asignación de reservas, y se refiere al método de interés económico que se utiliza para los contratos de servicios con riesgo en los que, para los volúmenes producidos, la Corporación no tiene un interés directo pero representan reservas atribuibles a la Corporación. Por definición, estos volúmenes se calculan como los ingresos de producción divididos por el precio de tarifa y se consideran aditivos a los volúmenes certificados como reservas. En virtud de los términos de este Contrato de Servicios con riesgo, estos volúmenes calculados corresponden a volúmenes reales producidos.

Conversiones BOE y CFE - "BOE" barril equivalente de petróleo o "CFE" pies cúbicos equivalentes de gas se obtiene convirtiendo gas natural en petróleo o viceversa en la proporción de 5,7 Mcf de gas natural por un bbl de petróleo. Una relación de conversión BOE o CFE de 5,7 Mcf por 1 bbl se basa en un método de conversión de equivalencia energética aplicable principalmente en la punta del quemador y no representa una equivalencia de valor en boca de pozo. Dado que la relación de valor entre el gas natural y el petróleo crudo basada en los precios actuales del gas natural y del petróleo crudo es significativamente diferente de la equivalencia energética de 5,7:1, la utilización de una conversión sobre la base de 5,7:1 puede ser engañosa como indicación de valor. En este comunicado de prensa, 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 Producción Probada Desarrollada "1P" significa Total Probado

"2P" significa Total Probado + Probable

"3P" significa Total Probado + Probable + Posible

PDP Ratio de reposición de reservas: Relación entre las reservas añadidas y la producción, tal y como figura en los estados financieros durante el ejercicio fiscal finalizado el 31 de diciembre, excluidas las adquisiciones y enajenaciones sobre una base de Producción Desarrollada Probada.

1P Ratio de reposición de reservas: Relación entre las reservas añadidas y la producción, tal y como figura en los estados financieros durante el ejercicio fiscal finalizado el 31 de diciembre, excluidas las adquisiciones y enajenaciones sobre una



base Total Proved.

Ratio de sustitución de reservas 2P: Relación entre las reservas añadidas y la producción, tal y como figura en los estados financieros durante el ejercicio fiscal finalizado el 31 de diciembre, excluidas las adquisiciones y enajenaciones sobre una base Total Probado + Probable.

Los costes de exploración y desarrollo por mil pies cúbicos (Mcf) representan los costes de exploración y desarrollo incurridos por Mcf de reservas totales probadas + probables añadidas durante el año. La Corporación, los analistas del sector y los inversores utilizan estos parámetros para medir la capacidad de una Corporación de establecer una tendencia a largo plazo de adición de reservas a un coste razonable.

Los costes de hallazgo, desarrollo y adquisición por miles de pies cúbicos (Mcf) representan los costes de adquisición, exploración y desarrollo de propiedades incurridos por Mcf de reservas totales probadas + probables añadidas durante el año. La Corporación, los analistas del sector y los inversores utilizan estos parámetros para medir la capacidad de una Corporación de establecer una tendencia a largo plazo de adición de reservas a un coste razonable.

En el caso de los costes de exploración y desarrollo, la suma de los costes de exploración y desarrollo incurridos en el ejercicio más reciente y la variación durante ese ejercicio de los costes estimados de desarrollo futuro no reflejarán, por lo general, los costes totales de exploración y desarrollo relacionados con las adiciones de reservas correspondientes a ese ejercicio.

El coeficiente de reciclaje del gas natural se calcula dividiendo el rendimiento neto del gas natural por los costes de descubrimiento y desarrollo.

"RLI" Reserve Life Index se calcula dividiendo la categoría de reservas aplicable por la producción anualizada del cuarto trimestre.

Este comunicado de prensa contiene una serie de indicadores de petróleo y gas, como F&D, FD&A, sustitución de reservas y RLI, que no tienen significados normalizados ni métodos de cálculo normalizados, por lo que pueden no ser comparables con indicadores similares utilizados por otras empresas. Dichas medidas se han incluido en el presente documento para proporcionar a los lectores medidas adicionales para evaluar los resultados de la Corporación; sin embargo, dichas medidas no son indicadores fiables de los resultados futuros de la Corporación y los resultados futuros pueden no ser comparables con los resultados de periodos 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>