

Canacol Energy Ltd. Reporta un Incremento del 10% en los Volúmenes de Ventas Contractuales Realizadas de Gas Natural, un Incremento del 24% en los Fondos Ajustados Provenientes de las Operaciones y un Ingreso Neto De \$ 7 Millones en el Cuarto Trimestre de 2021

CALGARY, ALBERTA - (Marzo 17, 2022) - Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Corporación") (TSX:CNE; OTCQX:CNNEF; BVC:CNEC) se complace en reportar sus resultados financieros y operacionales para los tres meses y el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, así como sus reservas convencionales de gas natural para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021. Los montos en dólares se expresan en dólares estadounidenses ("USD"), con la excepción de los precios unitarios en dólares canadienses ("CAD") o excepto que se indique lo contrario.

Hechos destacados para los tres meses y año terminados el 31 de diciembre de 2021

- Los volúmenes de ventas contractuales realizados de gas natural aumentaron un 10% y un 6% a 185.9 millones de pies cúbicos estándar por día ("MMscfpd") y 181.4 MMscfpd para los tres meses y el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, en comparación con 169.8 MMscfpd y 171.6 MMscfpd para los mismos períodos de 2020, respectivamente. Los volúmenes promedio de producción de gas natural aumentaron 9% y 7% a 186.1 MMscfpd y 182.8 MMscfpd para los tres meses y el año finalizados el 31 de diciembre de 2021, en comparación con 170.1 MMscfpd y 171.1 MMscfpd para los mismos períodos de 2020, respectivamente. Los aumentos se deben principalmente al aumento de las ventas de contratos en firme y ventas en el mercado interrumpible como resultado de menos restricciones de la pandemia de COVID-19.
- Los ingresos totales de gas natural, netos de regalías y gastos de transporte, aumentaron 10% y 1% a \$ 67 millones y \$ 243.4 millones para los tres meses y el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, en comparación con \$ 60.9 millones y \$ 240.3 millones para los mismos períodos de 2020, respectivamente, principalmente atribuibles a un aumento en la producción de gas natural.
- Los fondos ajustados provenientes de las operaciones aumentaron 24% y 6% a \$ 43.7 millones y \$ 153.8 millones para los tres meses y el año finalizados el 31 de diciembre de 2021, en comparación con \$ 35.3 millones y \$ 145.1 millones para los mismos períodos de 2020, respectivamente. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones por acción básica aumentaron un 25% y un 7% a \$ 0.25 por acción básica y \$ 0.86 por acción básica para los tres meses y el año finalizados el 31 de diciembre de 2021, en comparación con \$ 0.20 por acción básica y \$ 0.80 por acción básica para los mismos períodos de 2020, respectivamente.
- El EBITDAX aumentó 7% y 4% a \$49.2 millones y \$194.4 millones para los tres meses y el año finalizados el 31 de diciembre de 2021, en comparación con \$45.9 millones y \$187.5 millones para los mismos períodos de 2020, respectivamente.
- La Corporación obtuvo un ingreso neto de \$ 7 millones y \$ 15.2 millones para los tres meses y el año finalizados el 31 de diciembre de 2021, en comparación con un ingreso neto de \$ 0.9 millones y una pérdida neta de \$ 4.7 millones para los mismos períodos de 2020, respectivamente. El ingreso neto realizado durante los tres meses y el año finalizados el 31 de diciembre de 2021 se debió principalmente a una disminución en el gasto por impuestos diferidos de \$ 10.7 millones y \$ 37.4 millones realizados durante los tres meses y el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, respectivamente, lo que se debió principalmente al efecto de la reducción en el tipo de cambio COP sobre el valor de las pérdidas fiscales no utilizadas y el pool de costos en el cuarto trimestre de 2020. Además, hubo mayores ingresos netos de gastos de transporte en 2021, debido al aumento de los volúmenes de ventas.

- La ganancia operacional neta de gas natural de la Corporación aumentó ligeramente a \$ 3.59 por Mcf en los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2021, en comparación con \$ 3.58 por Mcf para el mismo período en 2020. El aumento se debe principalmente a una disminución en las regalías en un 8% a \$ 0.67 por Mcf en los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2021, en comparación con \$ 0.73 por Mcf para el mismo período de 2020. La disminución se debió a una menor producción en el bloque VIM-5 de la Corporación, que está sujeto a una tasa de regalías más alta. Las regalías más bajas fueron compensadas por mayores gastos operativos por Mcf del 9% a \$ 0.35 por Mcf durante los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2021, en comparación con \$ 0.32 por Mcf para el mismo período de 2020, principalmente debido a un aumento en los costos de mantenimiento.
- La ganancia operacional neta de gas natural de la Corporación disminuyó un 5% a \$ 3.40 por Mcf en el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, en comparación con \$ 3.57 por Mcf para el mismo período de 2020. La disminución se debe principalmente a los precios promedio, netos de los gastos de transporte, realizados más bajos, debido a contratos fijos de menor precio para el año contractual 2021, en comparación con el año contractual 2020. Además, los gastos operativos de la Corporación por Mcf aumentaron un 4% a \$ 0.28 por Mcf en el año finalizado el 31 de diciembre de 2021, en comparación con \$ 0.27 por Mcf para el mismo período de 2020.
- Los gastos netos de capital para los tres meses y el año finalizados el 31 de diciembre de 2021 fueron de \$ 21.6 millones y \$ 99.9 millones, respectivamente. Los gastos netos de capital incluyeron ajustes no monetarios relacionados principalmente con las obligaciones de desmantelamiento y activos arrendados con derecho de uso de \$ 1.5 millones y \$ 2.9 millones para los tres meses y el año terminados el 31 de diciembre de 2021, respectivamente.
- El 17 de junio de 2021, la Corporación celebró un contrato de crédito a tres años con el Banco Davivienda ("Deuda Bancaria de Colombia") por un monto de \$12.9 millones denominado en COP, el cual está sujeto a una tasa de interés anual de IBR más 2.5% (IBR era de 1.86% a la fecha del acuerdo). La deuda bancaria de Colombia se utilizó para pagar el pasivo de liquidación de litigio de la Corporación, que estaba sujeto a una tasa de interés anual del 8.74%. El principal está programado para vencer tres años a partir de la fecha del acuerdo.
- El 24 de noviembre de 2021, la Corporación completó una oferta privada de notas senior no garantizadas por un monto principal agregado de \$ 500 millones ("Notas Senior 2028"). Las Notas Senior 2028 pagarán intereses semestralmente a una tasa de 5.75% anual, y vencerán en 2028, a menos que se rediman o recompren antes, de acuerdo con sus términos. Las Notas Senior 2028 estarán total e incondicionalmente garantizadas por ciertas filiales de Canacol. En relación con la oferta de Notas Senior de 2028, la Corporación celebró una oferta pública de adquisición con Credit Suisse Securities (USA) LLC ("Comprador") para comprar todas y cada una de las Notas Senior de \$ 320 millones con vencimiento en 2025 ("Oferta de Adquisición"), que estaban sujetas a una tasa de interés del 7.25% ("Notas Senior 2025"). La Corporación utilizó los ingresos de \$500 millones para pagar su Deuda Bancaria de Credit Suisse de \$30 millones y refinanciar sus Notas Senior de 2025 de \$320 millones.
- Al 31 de diciembre de 2021, la Corporación tenía \$138.5 millones en efectivo y equivalentes de efectivo y \$148.1 millones en excedente de capital de trabajo. El aumento en efectivo y equivalentes de efectivo se debió principalmente a la refinanciación de las Notas Senior de la Corporación con un monto principal incremental de \$ 180 millones. La tasa de interés de senior notes se redujo de 7.25% a 5.75% anual.

Sostenibilidad

Canacol continúa comprometida con el fortalecimiento de su estrategia ambiental, social y de gobierno ("ESG"). Canacol apoya con entusiasmo los objetivos globales para cumplir con los objetivos del Acuerdo de París, así como el compromiso de Colombia de una reducción del 51% en las emisiones para 2030, donde el gas natural jugará un papel crucial en una transición energética justa y equitativa. El propósito de la Corporación en materia ESG es mejorar la calidad de vida de millones de personas a través de la exploración, producción y suministro de gas natural convencional en Colombia. Junto a esto, el objetivo de la Corporación es generar valor para sus grupos de interés de forma sostenible, colaborativa, corresponsable, respetuosa y transparente. Con la transición

de la Corporación al gas natural, ahora cuenta con una propuesta de valor amigable con el medio ambiente que contribuye a la reducción de las emisiones de CO2 en Colombia y proporciona un uso más eficiente de los recursos.

La Corporación continúa apoyando a sus comunidades en proyectos sociales esenciales como el acceso al agua y los servicios públicos, proyectos productivos, construcción y mejoramiento de infraestructura pública y comunitaria, becas técnicas y universitarias, entre otros.

La Corporación cuenta con sólidos estándares y procedimientos de gobierno corporativo, que están alineados con las mejores prácticas y tendencias globales, y utiliza 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 Corporación realizó mejoras sustanciales, no solo 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 2022 y más allá, la Corporación se compromete a continuar desarrollando y manteniendo una estrategia ESG sólida y, como tal, está implementando un plan de seis años con las siguientes cuatro prioridades:

- 1) Un futuro energético más limpio: proveer gas natural con los más altos estándares ambientales y de eficiencia operativa.
- 2) Un equipo comprometido: mantener las mejores prácticas de salud y seguridad y promover una cultura inclusiva.
- 3) Un código empresarial transparente y ético: adoptar las mejores prácticas, fomentar el respeto por los derechos humanos y garantizar la ética y la integridad en todo lo que hacemos.
- 4) Un mandato guiado por el desarrollo sostenible: promover y mantener relaciones estrechas y transparentes que garanticen el crecimiento y la calidad de vida de nuestras comunidades.

Durante el primer semestre de 2022, la Corporación planea anunciar sus objetivos de reducción de emisiones de carbono a corto y mediano plazo, junto con un cronograma proyectado para lograr cero emisiones netas. Mientras tanto, la Corporación se esfuerza por lograr intensidades de emisiones de GEI de alcance 1 y 2 que sean al menos un 40% más bajas en promedio que sus pares enfocados en gas (y 90% más bajas en promedio que sus pares enfocados en petróleo) en América del Norte y del Sur.

Perspectiva

Para lo que resta de 2022, la Corporación está enfocada en los siguientes objetivos: 1) perforación de hasta doce pozos de exploración y desarrollo en un programa continuo, que apunta a una tasa de reemplazo de reservas 2P de más del 200% y a un RLI 2P de 9.3 años; 2) la adquisición de 470 kilómetros cuadrados de sísmica 3D en el bloque VIM-5 de la Corporación para ampliar el inventario de prospectos de exploración; 3) adquisición de equipos de facilidades en alquiler y la instalación de compresión de gas para reducir el costo operativo y aumentar los factores de recuperación, respectivamente; 4) selección de un contratista para el nuevo gasoducto de Jobo a Medellín que agregará 100 MMscfpd (con potencial de expansión de hasta 200 MMscfpd) de nuevas ventas de gas al interior a finales de 2024, lo que resultará en que Canacol sea responsable del 30% (hasta un 40%) del suministro doméstico de gas de Colombia; 5) continuar el retorno de capital a los accionistas vía dividendos y recompras de acciones ordinarias; y 6) Continuar con el compromiso de la Corporación en su estrategia ESG y en alcanzar intensidades de emisiones de GEI de alcance 1 y 2 que sean al menos un 40% más bajas en promedio que sus pares enfocados en gas (y 90% más bajas en promedio que sus pares enfocados en petróleo) en América del Norte y del Sur.

ASPECTOS FINANCIEROS & OPERACIONALES DESTACADOS

(en dólares de Estados Unidos (montos en miles) salvo que se indique lo contrario)

Financieros	Tres meses terminados el 31 de diciembre,			Año terminado el 31 de diciembre,		
	2021	2020	Cambio	2021	2020	Cambio
Ingresos totales de gas natural, GNL y petróleo, neto de regalías y gastos de transporte	77,073	63,976	20%	275,662	246,804	12%
Fondos ajustados provenientes de operaciones ⁽¹⁾⁽²⁾	43.691	35,251	24%	153,847	145,122	6%
Por acción – básico (\$) ⁽¹⁾	0.25	0.20	25%	0.86	0.80	7%
Por acción – diluido(\$) ⁽¹⁾	0.25	0.20	25%	0.86	0.80	7%
Ingreso neto (pérdida)	7,024	921	662%	15,177	(4,743)	n/a
Por acción – básico (\$)	0.04	0.01	300%	0.09	(0.03)	n/a
Por acción – diluido(\$)	0.04	0.01	300%	0.09	(0.03)	n/a
Flujo de caja proveído por actividades de operación	28,881	26,477	9%	123,814	152,325	(19%)
Por acción – básico (\$)	0.16	0.15	7%	0.70	0.84	(17%)
Por acción – diluido(\$)	0.16	0.15	7%	0.70	0.84	(17%)
EBITDAX ajustado ⁽¹⁾	49,198	45,941	7%	194,390	187,528	4%
Promedio ponderado de acciones en circulación – básico	176,558	179,764	(2%)	178,141	180,646	(1%)
Gastos de capital, neto de disposiciones	21,556	29,366	(27%)	99,940	83,964	19%
				Dic 31, 2021	Dic 31, 2020	Cambio
Efectivo y equivalentes de efectivo				138,523	68,280	103%
Superávit de capital del trabajo				148,124	73,404	102%
Deuda total				557,709	415,209	34%
Activos totales				843,760	749,792	13%
Acciones ordinarias, fin de periodo (000's)				176,167	179,515	(2%)
Operacionales	Tres meses terminados el 31 de diciembre,			Año terminado el 31 de diciembre,		
	2021	2020	Cambio	2021	2020	Cambio
Producción, antes de regalías ⁽¹⁾						
Gas natural v GNL (MMscfopd)	186.145	170.087	9%	182,829	171.126	7%
Crudo Colombia (bopd)	244	287	(15%)	289	291	(1%)
Total (boepd)	32.901	30.127	9%	32,364	30.313	7%
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías ⁽¹⁾						
Gas natural v and GNL (MMscfopd)	185.896	169.763	10%	181,434	171.600	6%
Crudo Colombia il (bopd)	490	300	63%	294	286	3%
Total (boepd)	33.103	30.083	10%	32,124	30.392	6%
Netbacks Operacionales ⁽¹⁾						
Gas natural v and GNL (MMscfopd)	3.59	3.58	—	3.40	3.57	(5%)
Crudo Colombia il (bopd)	21.93	23.04	(5%)	28.39	18.57	53%
Coporativo (\$/boe)	20.51	20.44	—	19.48	20.34	(4%)

(1) Medidas no IFRS: consulte la sección "Medidas no IFRS" dentro del MD&A.

(2) Los fondos operacionales ajustados representan el flujo de efectivo proporcionado por las actividades operativas antes de ciertos ajustes relacionados con: i) cambios en el capital de trabajo no monetario de \$16.9 millones y ii) el pago del saldo pendiente restante del pasivo por liquidación de litigios de la Corporación de \$13.1 millones.

Información de Reservas 2021

Las reservas convencionales de gas natural de la Corporación se encuentran ubicadas en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Colombia.

Resumen de Reservas Brutas de Gas Natural de Canacol Energy Ltd.

Tipo de Producto		Reservas Brutas			Total Probado + Probable + Posible ("3P")
		Probado Desarrollado Produciendo ("PDP")	Total Probado ("1P")	Total Probado + Probable ("2P")	
Gas natural convencional	Bcf	236.0	368.4	606.9	952.3
Total, crudo equivalente ⁽³⁾	MM BOE	41.4	64.6	106.5	167.1
VPN-10 antes de impuestos ⁽⁴⁾	MM US\$	\$665.7	\$1,015.3	\$1,708.8	\$2,753.3
VPN-10 después de impuestos ⁽⁴⁾	MM US\$	\$569.5	\$792.2	\$1,229.2	\$1,893.7

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

(2) El término "BOE" significa barril de crudo equivalente en una base de 5.7 Mcf mil pies estándar 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.

Aspectos Por Destacar

Reservas Probadas + Probables de Gas Natural Convencional ("2P"):

- Disminuyeron 4.8% desde el 31 de diciembre 2020, totalizando 607 billones estándar de pies cúbicos ("Bcf") al 31 de diciembre de 2021, con un valor antes de impuestos descontado al 10% de US\$ 1.7 billones, representando un valor de las reservas de CAD\$ 12.32 por acción y un valor neto de activos 2P de CAD\$ 9.37 por acción (neto de US\$ 409.6 millones de deuda neta).
- Reemplazo de reservas de 54% basado en las adiciones brutas del año calendario 2021 de reservas de gas natural convencional de 36 Bcf.
- Costo de Hallazgo y Desarrollo ("F&D") 2P de US\$ 1.20/Mcf para el periodo de tres años terminado el 31 de diciembre de 2021.
- Coeficiente del reciclaje de retorno de 1.8x para el año terminado el 31 de diciembre de 2021 (cálculo basado en la ganancia operacional neta de gas natural de US\$ 3.40/Mcf para el año terminado el 30 de diciembre de 2021).
- Coeficiente del reciclaje de retorno de 3.0x para el periodo de tres años terminado el 31 de diciembre de 2021 (cálculo basado en el promedio ponderado de la ganancia operacional neta de gas natural de US\$ 3.58/Mcf para los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019).
- El Índice de Vida de reservas ("RLI") de 8.9 años basado en la producción anualizada de gas natural convencional del cuarto trimestre de 2021 de 186,145 mil pies cúbicos estándar por día ("Mcfpd") o 32,657 barriles de petróleo equivalentes por día ("boepd").
- RLI de 8.3 años basado en la guía corporativa de producción de gas natural convencional de 200,000 Mcfpd para el año calendario 2022 (límite superior del rango guía de producción anunciado en diciembre 15, 2021).

Reservas Probadas Desarrolladas Produciendo ("PDP") de Gas Natural Convencional:

- Decrecieron 14.8% desde el 31 de diciembre de 2020, totalizando 236 Bcf al 31 de diciembre de 2021.

- Reemplazo de reservas de 39% basado en las adiciones brutas del año calendario 2021 de reservas de gas natural convencional de 26 Bcf.

Reservas Probadas de Gas Natural Convencional (“1P”):

- Decrecieron 6.7% desde el 31 de diciembre de 2020, totalizando 368 Bcf al 31 de diciembre de 2021.
- Reemplazo de reservas de 60% basado en las adiciones brutas del año calendario 2021 de reservas de gas natural convencional de 40 Bcf.
- Costos F&D 1P de US\$1.56/Mcf para el periodo de tres años finalizado el 31 de diciembre de 2021.
- Coeficiente del reciclaje de retorno de 2.3x para el año terminado el 31 de diciembre de 2021 (cálculo basado en la ganancia operacional neta de gas natural de US\$ 3.40/Mcf para el año terminado el 30 de diciembre de 2021).
- Coeficiente del reciclaje de retorno de 2.3x para los tres años terminados el 31 de diciembre de 2021 (cálculo basado en el promedio ponderado de la ganancia operacional neta de gas natural de US\$ 3.58/Mcf para los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019).
- RLI de 5.4 años basado en la producción anualizada de gas natural convencional del cuarto trimestre de 2021 de 186,145 Mcfpd o 32,657 boepd.
- RLI de 5.0 años basado en la guía corporativa de producción de gas natural convencional de 200,000 Mcfpd para el año calendario 2022 (límite superior del rango guía de producción anunciado en diciembre 15, 2021).

Reservas Probadas + Probables + Posibles de Gas Natural Convencional (“3P”):

- Aumentaron 0.1% desde el 31 de diciembre de 2020, totalizando 952 Bcf al 31 de diciembre de 2021, con un valor antes de impuestos descontado al 10% de US\$ 2.8 billones.
- Reemplazo de reservas de 102% basado en las adiciones brutas del año calendario 2021 de reservas de gas natural convencional de 68 Bcf
- Costos F&D 3P de US\$ 0.70/Mcf para el periodo de tres años finalizado el 31 de diciembre de 2021.
- Coeficiente del reciclaje de retorno de 3.5x para el año terminado el 31 de diciembre de 2021 (cálculo basado en la ganancia operacional neta de gas natural de US\$ 3.40/Mcf para el año terminado el 30 de diciembre de 2021).
- Coeficiente del reciclaje de retorno de 5.1x para los tres años terminados el 31 de diciembre de 2021 (cálculo basado en el promedio ponderado de la ganancia operacional neta de gas natural de US\$ 3.58/Mcf para los años terminados el 31 de diciembre de 2021, 2020 y 2019).
- RLI de 14.0 años basado en la producción anualizada de gas natural convencional del cuarto trimestre de 2021 de 186,145 Mcfpd o 32,657 boepd.
- RLI de 13.0 años basado en la guía corporativa de producción de gas natural convencional de 200,000 Mcfpd para el año calendario 2022 (límite superior del rango guía de producción anunciado en diciembre 15, 2021).

Discusión del Informe de Reservas, Año Terminado el 31 de diciembre de 2021

Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2021, la Corporación registró aumentos en ciertas categorías de reservas como resultado de la perforación y completamiento de las locaciones Aguas Vivas en el bloque de gas natural VIM-21, San Marco-1 en el bloque de gas natural Esperanza, y Siku-1 en el bloque de gas natural VIM-5, todos en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Colombia. Las revisiones técnicas se asociaron principalmente con (i) el campo Cañahuate en el bloque Esperanza y (ii) el campo Oboe en el bloque VIM-5.

Las siguientes tablas resumen información del informe de reservas independiente preparado por Boury Global Energy Consultants Ltd. (“BGEC”) efectivo el 31 de diciembre de 2021 (el “informe BGEC 2021”). El informe BGEC 2021 cubre el 100% de las reservas de gas natural convencional de la Corporación.

El informe BGEC 2021 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 51-101, en la Forma de Información Anual de la Corporación que se archivará en SEDAR antes del 31 de marzo de 2022.

Reservas Brutas de Gas Natural Canacol para el Año Terminado el 31 de diciembre de 2020

Categoría de Reservas ⁽¹⁾	31-Dec-20 (MMcf)	31-Dec-21 (MMcf)	Diferencia (%)
Probadas Desarrolladas Produciendo (PDP)	276,869	236,023	-14.8%
Total Probadas (1P)	394,792	368,366	-6.7%
Total Probadas + Probables (2P)	637,249	606,855	-4.8%
Total Probadas + Probables + Posibles (3P)	951,069	952,292	+0.1%

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

Proyección a 5 Años de los Precios del Gas – Informe BGEC al 31 de diciembre de 2020

			2022	2023	2024	2025	2026
Fecha del Reporte de Reservas							
Precio Promedio Ponderado por Volumen Total Probado + Probable de Gas	US\$/Mcf	31-Dec-21	4.99	5.14	5.21	5.38	5.49

(1) 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.

Resumen del Valor Presente Neto de Gas Natural Antes & Después de Impuestos ⁽¹⁾

Categoría de Reservas	Antes de Impuestos		Después de Impuestos	
	Valor Activo Neto		Valor Activo Neto	
	31-Dic-21 (M US\$) ⁽¹⁾	31-Dic-21 (C\$/acción) ⁽²⁾	31-Dic-21 (M US\$) ⁽¹⁾	31-Dic-21 (C\$/acción) ⁽²⁾
Probadas Desarrolladas Produciendo (PDP)	\$ 665,658	\$ 1.85	\$ 569,506	\$ 1.15
Total Probadas (1P)	\$ 1,015,266	\$ 4.37	\$ 792,215	\$ 2.76
Total Probadas + Probables (2P)	\$ 1,708,767	\$ 9.37	\$ 1,229,217	\$ 5.91
Total Probadas + Probables + Posibles (3P)	\$ 2,753,336	\$ 16.90	\$ 1,893,721	\$ 10.70

(1) 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 del valor presente de ingresos netos futuros están basados en los precios descritos anteriormente. Los precios proyectados de gas de BGEC al 31 de diciembre de 2021 están incluidos en el formato de Información Anual de la Corporación.

(2) El valor del activo neto ("VAN") es calculado al 31 de diciembre de 2021 como el VPN10 menos la deuda neta estimada de US\$409.6 millones (siendo \$557.7 millones de deuda total menos el capital de trabajo estimado de \$148.1 millones) dividido por 176.2 millones de acciones básicas en circulación al 31 de diciembre de 2021. Los cálculos VAN están convertidos a \$CAD a la tasa de conversión efectiva del 31 de diciembre de 2021 de USD:CAD =1.27.

Índice de Vida de Reservas (“RLI “)³

Categoría de Reservas	31-Dec-20 (años) ⁽¹⁾	31-Dec-21 (años) ⁽²⁾
Probadas Desarrolladas Produciendo (PDP)	4.5	3.5
Total Probadas (1P)	6.4	5.4
Total Probadas + Probables (2P)	10.3	8.9
Total Probadas + Probables + Posibles (3P)	15.3	14.0

- (1) Calculado utilizando la producción de gas natural promedio de los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2020 de 170,087 Mcfpd o 29,840 BOEpd anualizado.
- (2) 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.
- (3) El Índice de Vida de Reservas es calculado al dividir una categoría de reservas aplicable por la producción del cuarto trimestre anualizada.

Reconciliación de Reservas Brutas Año Terminado el 31 de diciembre de 2021 ⁽¹⁾

PROBADO DESARROLLADO PRODUCIENDO	Total Crudo (MBBL)	Crudo Liviano/ Mediano (MBBL)	Crudo Pesado (MBBL)	Gas Natural Convencional (MMCF)	GNL (MBBL)	TOTAL MBOE ⁽⁵⁾
Balance de Inicio (Diciembre 31, 2020)	-	-	-	276,869	-	48,574
Extensiones	-	-	-	-	-	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-
Revisiones Técnicas ⁽²⁾	-	-	-	9,399	-	1,649
Descubrimientos ⁽³⁾	-	-	-	16,361	-	2,870
Adquisiciones	-	-	-	-	-	-
Disposiciones	-	-	-	-	-	-
Factores Económicos	-	-	-	-	-	-
Producción	-	-	-	(66,605)	-	11,685
Balance de Cierre (Diciembre 31, 2021)	-	-	-	236,023	-	41,408
	Total Crudo (MBBL)	Crudo Liviano/ Mediano (MBBL)	Crudo Pesado (MBBL)	Gas Natural Convencional (MMCF)	GNL (MBBL)	TOTAL MBOE⁽⁵⁾
TOTAL PROBADO						
Balance de Inicio (Diciembre 31, 2020)	-	-	-	394,792	-	69,262
Extensiones	-	-	-	-	-	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-
Revisiones Técnicas ⁽²⁾	-	-	-	3,025	-	531
Descubrimientos ⁽³⁾	-	-	-	37,154	-	6,518
Adquisiciones	-	-	-	-	-	-
Disposiciones	-	-	-	-	-	-
Factores Económicos	-	-	-	-	-	-
Producción	-	-	-	(66,605)	-	(11,685)
Balance de Cierre (Diciembre 31, 2021)	-	-	-	368,366	-	64,626

	Total Crudo (MBBL)	Crudo Liviano/ Mediano (MBBL)	Crudo Pesado (MBBL)	Gas Natural Convencional (MMCF)	GNL (MBBL)	TOTAL MBOE ⁽⁵⁾
TOTAL PROBADO + PROBABLE		Total Crudo	Crudo Liviano/ Mediano	Crudo Pesado	Gas Natural Convencional	GNL
Balance de Inicio (Diciembre 31, 2020)	-	-	-	637,249	-	111,798
Extensiones	-	-	-	-	-	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-
Revisiones Técnicas ⁽²⁾	-	-	-	(33,975)	-	(5,960)
Descubrimientos ⁽³⁾	-	-	-	70,185	-	12,313
Adquisiciones	-	-	-	-	-	-
Disposiciones	-	-	-	-	-	-
Factores Económicos	-	-	-	-	-	-
Producción	-	-	-	(66,605)	-	(11,685)
Balance de Cierre (Diciembre 31, 2021)	-	-	-	606,855	-	106,466

	Total Crudo (MBBL)	Crudo Liviano/ Mediano (MBBL)	Crudo Pesado (MBBL)	Gas Natural Convencional (MMCF)	GNL (MBBL)	TOTAL MBOE ⁽⁵⁾
TOTAL PROBADO + PROBABLE + POSIBLE						
Balance de Inicio (Diciembre 31, 2020)	-	-	-	951,069	-	166,854
Extensiones	-	-	-	-	-	-
Recuperación Mejorada	-	-	-	-	-	-
Revisiones Técnicas ⁽²⁾	-	-	-	(58,245)	-	(10,218)
Descubrimientos ⁽³⁾	-	-	-	126,073	-	22,118
Adquisiciones	-	-	-	-	-	-
Disposiciones	-	-	-	-	-	-
Factores Económicos	-	-	-	-	-	-
Producción	-	-	-	(66,605)	-	(11,685)
Balance de Cierre (Diciembre 31, 2021)	-	-	-	952,292	-	167,069

- (1) Es posible que los números en esta tabla no sumen por el redondeo.
- (2) Las revisiones técnicas de gas natural convencional en 1P a 3P están asociadas principalmente con (i) el campo Cañahuatú en el bloque Esperanza y (ii) el campo Oboe en el bloque VIM-5.
- (3) Los descubrimientos de gas natural convencional están asociados a Aguas Vivas en el bloque VIM-21, San Marcos-1 en el bloque Esperanza y Siku-1 en el bloque VIM-5, todos en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, Colombia.
- (4) El término "BOE" significa un barril de petróleo equivalente sobre la base de 5,7 Mcf de gas natural por 1 barril de petróleo ("bbl") según la práctica regulatoria colombiana.

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

		Calendario 2021	3-Años Terminados el 31 de diciembre de 2021
		Gas Natural Convencional	Gas Natural Convencional
Gastos de Capital Netos de Gas Natural (M\$ US) ⁽²⁾	\$	92,248	244,834
Gastos de Capital – Cambios en FDC (M\$ US) ⁽⁴⁾		(32,913)	19,487
F&D Total (M\$ US)	\$	59,335	264,321
Adquisiciones Netas (M\$ US)		-	-
FD&A Total (M\$ US) ⁽⁶⁾⁽⁷⁾⁽⁸⁾	\$	59,335	264,321
Adiciones de Reservas (MMCF)		40,179	169,132
Adiciones de Reservas – Adquisiciones Netas		-	-
Adiciones de Reservas Incluyendo Adquisiciones Netas (MMCF)		40,179	40,179
1P F&D por Mcf (US\$/MCF) ⁽⁵⁾⁽⁸⁾	\$	1.48	1.56
1P FD&A por Mcf (US\$/MCF) ⁽⁶⁾⁽⁷⁾⁽⁸⁾	\$	1.48	1.56

(1) Los números de esta tabla pueden no sumar debido al redondeo.

(2) La Corporación excluye las inversiones de midstream de los cálculos de F&D, ya que estas inversiones de capital representan activos de larga duración que tienen un potencial de vida operativa de varias décadas, junto con el valor residual. Los gastos de capital de 2021 y 2020 excluyen US\$ 3,2 millones y US\$ 2 millones relacionados con gastos en el gasoducto de Medellín, respectivamente. Los gastos de capital de 2019 excluyen US\$ 14,5 millones relacionados con la tercera expansión de la Estación Jobo, que se completó en 2019.

(3) Todos los valores en esta tabla se expresan sobre la base de 1P (Total Probado).

(4) “Gastos de capital – cambio en FDC” se redondea. FDC es el capital de desarrollo futuro 1P (Total Proved).

(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 de 1P (total probado).

(7) Con los costos de descubrimiento y desarrollo, la suma de los costos de exploración y desarrollo incurridos en el año financiero 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.

(8) La adición de reservas 1P a 1 año (2021) se compone de 37.2 Bcf de descubrimientos y 3 Bcf de revisiones técnicas. Como tal, el F&D 1P a 1 año de \$ 1.48/Mcf se calcula sobre la adición total de reservas de 40.2 Bcf. El F&D 1P de 1 año relacionado solo con los 37.2 Bcf de descubrimientos es de \$ 1.60/Mcf.

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

		Calendario 2021	3-Años Terminados el 31 de diciembre de 2021
		Gas Natural Convencional	Gas Natural Convencional
Gastos de Capital Netos de Gas Natural (M\$ US) ⁽²⁾	\$	92,248	244,834
Gastos de Capital – Cambios en FDC (M\$ US) ⁽⁴⁾		(22,355)	30,552
F&D Total (M\$ US)	\$	69,893	275,386
Adquisiciones Netas (M\$ US)		-	-
FD&A Total (M\$ US) ⁽⁶⁾⁽⁷⁾⁽⁸⁾	\$	69,893	275,386
Adiciones de Reservas (MMCF)		36,211	228,889
Adiciones de Reservas – Adquisiciones Netas		-	-
Adiciones de Reservas Incluyendo Adquisiciones Netas (MMCF)		36,211	228,889
2P F&D por Mcf (US\$/MCF) ⁽⁵⁾⁽⁸⁾	\$	1.93	1.20
2P FD&A por Mcf (US\$/MCF) ⁽⁶⁾⁽⁷⁾⁽⁸⁾	\$	1.93	1.20

(1) Es posible que los números en esta tabla no sumen por el redondeo.

(2) La Corporación excluye las inversiones de midstream de los cálculos de F&D, ya que estas inversiones de capital representan activos de larga duración que tienen un potencial de vida operativa de varias décadas, junto con el valor residual. Los gastos de capital de 2021 y 2020 excluyen US\$ 3,2 millones y US\$ 2 millones relacionados con gastos en el gasoducto de Medellín, respectivamente. Los gastos de capital de 2019 excluyen US\$ 14,5 millones relacionados con la tercera expansión de la Estación Jobo, que se completó en 2019.

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

(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, Desarrollo y Adquisiciones en base 2P (Total Probadas + Probables).

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

(8) La adición de reservas 2P a 1 año (2021) se compone de 70.2 Bcf de descubrimientos, compensado por revisiones técnicas de 34 Bcf. Como tal, el F&D 2P a 1 año de \$ 1.93/Mcf se calcula sobre la adición neta de reservas de 36.2 Bcf. El F&D 2P de 1 año relacionado solo con los 70.2 Bcf de descubrimientos es de \$ 1.00/Mcf.

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

	Calendario 2021	3-Años Terminados el 31 de diciembre de 2021
	Gas Natural Convencional	Gas Natural Convencional
Gastos de Capital Netos de Gas Natural (M\$ US) ⁽²⁾	\$ 92,248	244,834
Gastos de Capital – Cambios en FDC (M\$ US) ⁽⁴⁾	(25,432)	31,094
F&D Total (M\$ US)	\$ 66,816	275,928
Adquisiciones Netas (M\$ US)	-	-
FD&A Total (M\$ US) ⁽⁶⁾⁽⁷⁾	\$ 66,816	275,928
Adiciones de Reservas (MMCF)	67,828	393,827
Adiciones de Reservas – Adquisiciones Netas	-	-
Adiciones de Reservas Incluyendo Adquisiciones Netas (MMCF)	67,828	393,827
3P F&D por Mcf (US\$/MCF) ⁽⁵⁾	\$ 0.99	0.70
3P FD&A por Mcf (US\$/MCF) ⁽⁶⁾⁽⁷⁾	\$ 0.99	0.70

(1) Los números de esta tabla pueden no sumar debido al redondeo.

(2) La Corporación excluye las inversiones de midstream de los cálculos de F&D, ya que estas inversiones de capital representan activos de larga duración que tienen un potencial de vida operativa de varias décadas, junto con el valor residual. Los gastos de capital de 2021 y 2020 excluyen US\$ 3,2 millones y US\$ 2 millones relacionados con gastos en el gasoducto de Medellín, respectivamente. Los gastos de capital de 2019 excluyen US\$ 14,5 millones relacionados con la tercera expansión de la Estación Jobo, que se completó en 2019.

(3) Todos los valores de esta tabla se expresan sobre una base 3P (Total Probado + Probable + Posible).

(4) “Gastos de capital – cambio en FDC” se redondea. FDC es el capital de desarrollo futuro 3P (Total probado + probable + posible).

(5) 3P F&D: costos de búsqueda y desarrollo en base a 3P (total probado + probable + posible).

(6) 3P FD&A - Costos de descubrimiento, desarrollo y adquisición sobre una base 3P (total probado + probable + posible).

(7) Con los costos de descubrimiento y desarrollo, la suma de los costos de exploración y desarrollo incurridos en el año financiero 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.

(8) La adición de reservas 3P a 1 año (2021) se compone de 126.1 Bcf de descubrimientos, compensado por revisiones técnicas de 58.2 Bcf. Como tal, el F&D 3P a 1 año de \$ 0.99/Mcf se calcula sobre la adición neta de reservas de 67.8 Bcf. El F&D 3P de 1 año relacionado solo con los 126.1 Bcf de descubrimientos es de \$ 0.53/Mcf.

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

Las reservas de gas natural convencional al 31 de diciembre de 2021 se evalúan en función del precio del gas natural con base en los contratos a largo plazo existentes netos de transporte (si aplica) y ajustados por 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. Los volúmenes comparativos de gas natural convencional al 31 de diciembre de 2020 se evalúan en función del precio del gas natural con base en los contratos a largo plazo existentes netos de transporte (si aplica) y ajustados por inflación, junto con los precios de las ventas de gas interrumpibles basados en la proyección de la UPME en esa fecha efectiva. Los precios pronosticados utilizados en los informes de reservas se incluyen en la Forma de Información Anual de la Corporación que se radicará en SEDAR antes del 31 de marzo de 2022 en las secciones “Precios Proyectados Utilizados en las Estimaciones” y “Contratos a Futuro” en el “Estado de Reservas y otra Información de Petróleo y Gas”.

Este comunicado de prensa debe leerse junto con los estados financieros consolidados auditados de la Corporación y el Análisis y Discusión de la Administración relacionada ("MD&A"). La Corporación ha presentado sus estados financieros consolidados auditados, MD&A relacionados y formulario de información anual del año terminado el 31 de diciembre de 2021, de acuerdo con las autoridades canadienses de regulación de valores. Estas publicaciones están disponibles para su revisión en SEDAR en www.sedar.com.

Sobre Canacol

Canacol es una empresa de exploración y producción de gas natural 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, CNEF y CNE.C, respectivamente.

Este comunicado contiene algunas declaraciones de resultados futuros dentro del significado de las Leyes y Regulaciones de Acciones. Las declaraciones de resultados futuros están frecuentemente caracterizadas por el uso de palabras como "plan", "expectativa", "proyecto", "intención", "creencia", "anticipar", "estimar" y otras palabras similares o afirmaciones donde ciertos eventos o condiciones "pueden" o "van" a ocurrir, incluyendo sin limitación declaraciones relacionadas a tasas de producción estimadas de las propiedades de la compañía y programas de trabajo y cronogramas asociados. Las declaraciones de resultados futuros están basadas en las opiniones y estimaciones de la Gerencia en la fecha en la cual las afirmaciones son realizadas y están sujetas a una variedad de riesgos e incertidumbres y otros factores que pueden causar que los eventos o resultados difieran materialmente de aquellos proyectados en las declaraciones de resultados futuros. La Corporación no puede asegurar que los resultados serán consistentes con las declaraciones de resultados futuros. Estos son realizados en la fecha mencionada, están sujetos a cambiar y la Corporación no asume ninguna obligación de revisarlos o actualizarlos para reflejar nuevas circunstancias, excepto a las exigidas por la ley. Inversionistas Prospecto no deberán confiarse en las declaraciones de resultados futuros. Estos factores incluyen los riesgos inherentes envueltos en la exploración y desarrollo de Crudo y propiedades de Gas Natural, las incertidumbres incluidas en la interpretación de resultados de perforación y otra información geológica y geofísica, precios de energía fluctuantes, la posibilidad del aumento de costos o costos no anticipados o demoras u otras incertidumbres asociadas con la industria del petróleo y gas. Otros factores de riesgo incluyen riesgos asociados a la negociación con gobiernos extranjeros, así como con los relacionados a riesgo-país en la realización de actividades internacionales y otros factores, muchos de los cuales están más allá del control de la Corporación.

Las ventas realizadas de gas contratado están definidas como gas producido y vendido más ingresos de gas recibidos por contratos de nominación take or pay.

La evaluación de reservas, efectivas al 31 de diciembre de 2020, fueron conducidas por los evaluadores de reservas independientes de la Corporación Boury Global Energy Consultants Ltd. ("BSEC") y son realizadas conforme al Instrumento Nacional 51-101 - Estándares de Divulgación para las Actividades de Petróleo y Gas. Las reservas están presentadas en base de unidades de Bcf y barriles de crudo equivalentes de Canacol brutos, utilizando una proyección de precios en dólares estadounidenses. Los valores estimados pueden o no representar el valor justo de mercado.

"Bruto" en relación con la participación de la Corporación en la producción o reservas, es su participación (operada o no operada) antes de regalías;

"Neto" en relación con la participación de la Corporación en la producción o reservas, es su participación (operada o no operada) después de regalías;

"Reservas Probadas Desarrolladas Produciendo" son aquellas reservas que se espera sean recuperadas de los intervalos de completamiento abiertos al momento de la estimación. Estas reservas pueden estar produciendo actualmente o, si se encuentra inactivo, deben haber estado en producción previamente, y la fecha de reanudación de la producción debe conocerse con certeza razonable.

"Reservas probadas" son aquellas reservas que pueden ser estimadas con un alto nivel de certeza de ser recuperables. Es posible que la cantidad efectiva recuperada exceda las reservas probadas estimadas;

"Reservas probables" son aquellas reservas adicionales que tienen un menor nivel de certeza de ser recuperadas que las reservas probadas. Es igualmente posible que la cantidad efectiva recuperada exceda o sea menor que la suma de las reservas probadas más probables estimadas;

"Reservas posibles" son aquellas reservas adicionales que tienen un menor nivel de certeza de ser recuperadas que las reservas probables. Es improbable que la cantidad efectiva recuperada exceda la suma de las reservas probables más las reservas posibles;

Conversión BOE – “BOE” *barril de crudo equivalente* se deriva de convertir gas natural a crudo con un ratio de 5.7 Mcf de gas natural a un bbl de crudo. El ratio de conversión BOE de 5.7 Mcf a 1 bbl se basa en el método de conversión equivalente de energía aplicable principalmente en el quemador y no representa una equivalencia de valor en cabeza de 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 a la equivalencia energética 5.7:1, utilizar la conversión 5.7:1 puede ser engañosa como un indicador de valor. En este comunicado, la Corporación ha expresado BOE utilizando la conversión estándar colombiana de 5.7 Mcf: 1 bbl requerida por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

“1P” significa Total Probado

“2P” significa Total Probado + Probable

“3P” significa Total Probado + Probable + Posible

Ratio de reemplazo de Reservas PDP: ratio de adición de reservas a la producción, como reportado en los resultados financieros durante el año fiscal terminado en Diciembre 31, excluyendo las adquisiciones y disposiciones en una base Probada Desarrollada Produciendo.

Ratio de reemplazo de Reservas 1P: ratio de adición de reservas a la producción, como reportado en los resultados financieros durante el año fiscal terminado en Diciembre 31, excluyendo las adquisiciones y disposiciones en una base Total Probada.

Ratio de reemplazo de Reservas 2P: ratio de adición de reservas a la producción, como reportado en los resultados financieros durante el año fiscal terminado en Diciembre 31, excluyendo las adquisiciones y disposiciones en una base Total Probada + Probable.

Los costos de descubrimiento y desarrollo 2P por millón de pie cúbico (Mcf) representan los costos de exploración y desarrollo incurridos por Mcf de las reservas Totales Probadas + Probables adicionadas durante el año. La Corporación, analistas de la industria e inversionistas utilizan dichas métricas para medir la capacidad de la Corporación para establecer una tendencia a largo plazo de agregar reservas a un costo razonable.

Los costos de descubrimiento, desarrollo y adquisición 2P por millón de pie cúbico (Mcf) representan los costos de adquisición de propiedades, exploración y desarrollo incurridos por Mcf de reservas Totales Probadas + Probables adicionadas durante el año. La Corporación, analistas de la industria e inversionistas utilizan dichas métricas para medir la capacidad de la Corporación para establecer una tendencia a largo plazo de agregar reservas a un costo razonable.

Con los costos de descubrimiento y desarrollo, el agregado de los costos de exploración y desarrollo incurrido en el más reciente año financiero y el cambio durante ese año en los costos futuros de descubrimiento estimado generalmente no se reflejará el total de costos relacionados con las adiciones de reservas para ese año.

El ratio de reciclaje del gas natural es calculado dividiendo el netback de gas natural por los costos de descubrimiento y desarrollo.

“RLI” *Índice de Vida de Reservas* es calculado al dividir una categoría de reservas de fin de año por la tasa de producción anualizada del cuarto trimestre.

Información Financiera sin Auditar

Ciertos resultados financieros y operativos incluidos en este comunicado se incluyen deuda neta, gastos de capital, información de producción y costos de operación basados en resultados estimados sin auditar. Estos resultados estimados están sujetos a cambios al término de la auditoría de los resultados financieros de la Compañía al año terminado el 31 de diciembre de 2021 y los cambios podrían ser materiales. Canacol anticipa completar sus resultados financieros auditados y la discusión y análisis de gerencia para el año terminado el 31 de diciembre de 2021 en o antes del 31 de marzo de 2022 en SEDAR y la Superintendencia Financiera de Colombia.

Este comunicado contiene un número de métricas de crudo y gas, incluyendo F&D y FD&A, reemplazo de reservas y RLI, los cuales no tienen significados estandarizados o métodos estándar de cálculo y por lo tanto estas medidas pueden no ser comparables a medidas similares utilizadas por otras compañías. Dichas métricas han sido incluidas para proveer a los lectores medidas adicionales para evaluar el desempeño de la Compañía, pero estas medidas no son indicadores confiables del desempeño futuro de la Compañía y su desempeño futuro puede no ser comparable al desempeño 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>

