

Canacol Energy Ltd. Anuncia Resultados de Fin de Año 2016 con un EBITDAX de \$135.5 Millones de Dólares

CALGARY, ALBERTA – (Marzo 27, 2017) – Canacol Energy Ltd. (“Canacol” o la “Corporación”) (TSX:CNE; OTCQX:CNNEF; BVC:CNEC; BMV:CNEN) se complace en reportar sus estados financieros para el año terminado el 31 de diciembre de 2016. Los valores en dólares están expresados en dólares de los Estados Unidos, salvo que se indique lo contrario.

Charle Gamba, Presidente y CEO de la Corporación, comentó: “En el 2016 se vio el surgimiento de Canacol como uno de los principales productores de gas en Colombia. En abril del 2016 llegamos a nuestra meta de producción de gas de 90 millones de pies cúbicos estándar por día (“MMscfpd”). Como resultado del aumento en las ventas de gas, nuestros ingresos ajustados por petróleo y gas después de regalías aumentaron un 43% a \$173.2 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2016, frente a \$121.5 millones en el 2015; nuestros fondos ajustados provenientes de operaciones aumentaron un 122% a \$113 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2016, frente a \$51 millones en el 2015; y nuestro EBITDAX aumentó un 101% a \$135.5 millones durante el año terminado el 31 de diciembre de 2016, frente a \$67.4 millones en el 2015; y presentamos una ganancia de \$23.6 millones en el 2016. Después de lograr la meta de 90 Mmscfd, varios nuevos importantes descubrimientos de gas en el 2016 dirigen nuestra base de producción y reservas hacia nuestra meta de 130 MMscfd en diciembre 1, 2017 y de 230 MMscfd en diciembre 1, 2018, lo cual ubicará a Canacol como el segundo productor más grande de gas en Colombia, después de la compañía petrolera estatal.

Nuestro costo promedio de descubrimiento y desarrollo “F&D” de gas 2015/2016 líder de industria es de \$2.52/boe (\$0.44/Mcf), combinado con nuestros bajos gastos operacionales e importantes contratos a largo plazo de gas denominados en dólares americanos, aseguran que nuestra producción actual y futura de gas generará consistentemente altos *netbacks* y rentabilidad para nuestros accionistas. Esta base operacional, junto con la flexibilidad financiera lograda con el cierre del crédito senior garantizado a término por \$265 millones de dólares en febrero de 2017, liderado por el Credit Suisse, da una sólida plataforma para nuestro objetivo de crecimiento. Para el 2017, los objetivos principales de la gerencia son: 1) lograr una tasa de producción de 130 MMscfd el 1 de diciembre de 2017, con la construcción de un nuevo gasoducto privado de gas, 2) perforar tres pozos de gas exploratorios para seguir creciendo la base de reservas de gas de la Corporación a costos “F&D” líder de industria, y 3) perforar dos pozos de exploración de petróleo para aumentar la producción de petróleo y cumplir con los compromisos de exploración con la ANH.

Con respecto al nuevo gasoducto privado, se ha creado un Vehículo con Propósito Especial (“SPV”) para construir y operar un gasoducto de 6 pulgadas que transportará 40 MMscfd de gas desde las facilidades de procesamiento de gas de la Corporación en Jobo hasta Sincelejo / Bremen, aproximadamente 80 kilómetros (“kms”) al norte, en donde el gasoducto privado se conectará al gasoducto operado por Promigas que transporta el gas hasta Cartagena. Canacol ha firmado un contrato *take or pay* a 10 años por 40 MMscfd de gas con términos contractuales comparables a los contratos de ventas de gas actuales de la Corporación denominados en dólares americanos. Se ha contratado un banco para levantar \$60 millones de dólares que requerirá el SPV para completar este gasoducto, por fuera de Canacol. Mientras tanto, el SPV está adquiriendo todos los derechos de vías requeridos para el gasoducto, y está ofreciendo los principales contratos que incluyen tubulares y compresión. La Corporación espera que el gasoducto esté en operación el 1 de diciembre de 2017. La capacidad de los pozos actuales productores de la Corporación es de aproximadamente 195 Mmscfd y la capacidad de las facilidades de procesamiento de gas de la Corporación es de aproximadamente 200 MMscfd.

Canacol inició la perforación del pozo de exploración de gas Cañahuate-1 y del pozo de exploración de petróleo Pumara-1. El 24 de marzo de 2017 se inició la perforación del pozo de exploración Cañahuate 1 en el Contrato E&P Esperanza (participación operativa del 100%). El pozo Cañahuate 1 está ubicado aproximadamente 3 kms al norte de las facilidades de procesamiento de gas de la Corporación en Jobo y tiene como objetivo arenas productoras de gas en el reservorio productor probado Ciénaga de Oro. Durante los últimos 3 años, 6 de los 7 pozos de exploración perforados por la Corporación en sus bloques de gas, incluyendo el contrato Esperanza E&P, han resultado en

descubrimientos comerciales de gas. Se tomarán aproximadamente 6 semanas en perforar y probar el pozo Cañahuate 1.

Canacol también mantiene un amplio inventario de oportunidades de producción y exploración de crudo liviano listas para ser perforadas. El 31 de marzo de 2017, la Corporación iniciará la perforación del pozo de exploración Pumara 1 en el Contrato E&P LLA-23 (participación operativa del 100%). El pozo Pumara 1 está ubicado 3 kms al norte del campo Labrador y tiene como objetivo reservorios productores de crudo liviano en los reservorios probados productores C7, Mirador, Gachetá y Ubaque. Durante los últimos 4 años, 5 de los 6 pozos de exploración perforados por la Corporación en el contrato LLA-23 han resultado en descubrimientos comerciales productores de crudo liviano. Se tomarán aproximadamente cinco semanas en perforar y probar el pozo Pumara 1, y de ser exitoso se pondrá en producción permanente inmediatamente a través de las facilidades de procesamiento de crudo de la Corporación ubicadas en Pointer.

Con el programa de capital del 2017 que será financiado por una combinación de capital de trabajo existente y flujo de caja, Canacol está bien posicionada para seguir creciendo su producción e ingresos a pesar de la incertidumbre y volatilidad asociada con los precios globales del petróleo, especialmente con una perspectiva global de “mayor tiempo con bajos precios de petróleo” en el cercano y mediano plazo. Es importante resaltar que aproximadamente el 90% de los ingresos por producción no están impactados por los precios globales de petróleo, y que la facilidad crediticia de la Corporación no está sujeta a re-determinación en caso de caída de los precios. Esta solidez financiera, unida a la trayectoria de perforación de exploración y comercialización de Canacol, ofrece una sólida plataforma que nos permitirá lograr el objetivo de producción de gas de 230 MMscfpd al finalizar el 2018.

La Corporación espera publicar una actualización sobre el pozo de exploración Mono Capuchino 1 el 28 de Marzo de 2017 y sobre la guía para el 2017 durante la semana del 3 de abril del 2017”.

Durante el 2016, la Corporación obtuvo varios logros operacionales y financieros:

- La perforación y completamiento del pozo de exploración Oboe-1 y los resultados combinados de las pruebas por 66 MMscfpd en marzo de 2016.
- La terminación del gasoducto de Promigas y la actualización de la planta de gas Jobo de Promisol en abril de 2016, lo que le permitió a Canacol incrementar su producción de gas hasta 90 MMscfpd. La actual capacidad de procesamiento de gas de Canacol es de 200 MMscfpd.
- La perforación y completamiento del pozo de exploración Níspero-1 y el resultado de la prueba por 28 MMscfpd en agosto de 2016.
- La finalización de la primera y segunda fase de ofertas por colocación privada por 9,687,670 y 1,800,000 acciones ordinarias de la Corporación, respectivamente, emitidas a C\$4.08 por acción ordinaria para un total de C\$46.9 millones en agosto de 2016.
- La perforación y completamiento del pozo exploratorio Trombón-1 y el resultado de la prueba por 26 MMscfpd en octubre de 2016.
- La perforación y completamiento del pozo exploratorio Nelson-6 y el resultado de la prueba por 23 MMscfpd en noviembre de 2016.
- El inicio de un proyecto para un gasoducto privado en noviembre de 2016 que entregará 40 MMscfpd de nueva producción de gas a clientes nuevos y existentes ubicados en la costa Caribe en diciembre de 2017, incrementando la capacidad de transporte de la Corporación de sus actuales 90 MMscfpd a 130 MMscfpd al finalizar el proyecto.
- La ejecución del acuerdo con Promigas en noviembre de 2016 para expandir la actual red de distribución de gas utilizado por la Corporación para acomodar 100 MMscfpd de transporte y ventas de nuevo gas, incrementando la capacidad de transporte de la Corporación a 230 MMscfpd en diciembre de 2018.
- La perforación y completamiento del pozo de desarrollo Clarinete-3 y el resultado de la prueba por 18 MMscfpd en diciembre de 2016.
- El recompletamiento en la formación Porquero del pozo Nelson-5 y el resultado de la prueba por 13 MMscfpd en diciembre de 2016.

Aspectos a Destacar para los Tres Meses Terminados en diciembre 31 de 2016

(en miles de dólares de los Estados Unidos, a excepción de decirse lo contrario; la producción se expresa como participación en la explotación antes de regalías)

Los aspectos financieros, operacionales y de reservas a destacar de la Corporación incluyen:

- Los volúmenes de ventas contractuales realizadas aumentaron 96% a 18,310 boepd para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2016 frente a 9,359 boepd para el mismo periodo en el 2015. Este aumento se debe principalmente a un aumento en la producción de gas en los bloques Esperanza y VIM-5 como resultado de ventas adicionales relacionadas con la expansión del gasoducto de Promigas.
- Los volúmenes promedio de producción diaria aumentaron 96% a 17,728 boepd para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2016 frente a 9,064 boepd para el mismo periodo en el 2015. Este aumento se debe principalmente a un aumento en la producción de gas en los bloques Esperanza y VIM-5 como resultado de ventas adicionales relacionadas con la expansión del gasoducto de Promigas.
- Los fondos ajustados provenientes de operaciones para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2016 aumentaron 395% a \$42 millones frente a \$8.5 millones para el mismo periodo en 2015. Los fondos ajustados provenientes de operaciones incluyen el Contrato de Producción Incremental (el “CPI de Ecuador”) (ver Informe de Discusión y Análisis de la Administración). Este aumento en los fondos ajustados provenientes de operaciones es principalmente el resultado de ventas adicionales relacionadas a la expansión del gasoducto de Promigas y el aumento en los precios globales del petróleo.
- Ingresos por petróleo y gas natural para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2016 aumentaron 141% a \$42 millones frente a \$17.4 millones para el mismo periodo en 2015. Los ingresos ajustados por petróleo y gas natural, incluyendo los ingresos relacionados con el CPI de Ecuador, para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2016 aumentaron 93% a \$47.9 millones frente a \$24.9 millones para el mismo periodo en 2015. Este aumento es principalmente el resultado de ventas adicionales relacionadas con la expansión del gasoducto de Promigas.
- La ganancia promedio operacional corporativa “netback” para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2016 aumentó 9% a \$24/boe frente a \$21.96/boe para el mismo periodo en 2015. El netback operacional corporativo incluye los resultados del CPI de Ecuador.
- La Corporación registró una ganancia de \$20.3 millones para los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2016 a pesar del ajuste en el valor de los activos –no en efectivo– “impairment” por \$37.3 millones, debido principalmente a la ejecución de sus estrategias de planificación tributaria que reduce significativamente el gasto en impuesto a la renta. La Corporación reconoce una recuperación de impuesto a la renta por \$6.3 millones y una recuperación de impuesto a la renta diferido por \$42.3 millones durante los tres meses terminados el 31 de diciembre de 2016 a pesar de sus \$42 millones en fondos ajustados provenientes de operaciones.
- Los gastos de capital para los tres meses y para el año terminado el 31 de diciembre de 2016 fueron de \$58.6 millones y \$107.9 millones, respectivamente, mientras que los gastos de capital ajustados, los cuales incluyen los valores relacionados con el CPI de Ecuador, fueron de \$59.7 millones y \$110.2 millones, respectivamente.
- A diciembre 31 de 2016, la Corporación tuvo \$66.3 millones en efectivo y \$62.1 millones en efectivo restringido.

Financieros	Tres meses terminados en diciembre 31 2016	Tres meses terminados en diciembre 31 2015	variación	Doce meses terminados en diciembre 31 2016	Seis meses terminados en diciembre 31 2015	variación	Doce meses terminados en junio 30 2015	variación
	Ingresos por petróleo y gas natural, netos de regalías	41,967	17,402	141%	147,985	39,360	276%	149,047
Ingresos ajustados por petróleo y gas natural, netos de regalías ⁽²⁾	47,943	24,883	93%	173,184	54,782	216%	177,937	(3%)
Efectivo aportado por actividades operativas	30,289	4,974	509%	73,577	19,276	282%	64,445	14%
Por acción – básico (\$)	0.17	0.03	467%	0.44	0.14	214%	0.58	(24%)
Por acción - diluido (\$)	0.17	0.03	467%	0.44	0.13	238%	0.58	(24%)
Fondos ajustados provenientes de las operaciones ⁽¹⁾⁽²⁾	41,979	8,473	395%	113,019	23,690	377%	87,395	29%
Por acción - básico (\$)	0.24	0.05	380%	0.68	0.17	300%	0.79	(14%)
Por acción - diluido (\$)	0.24	0.05	380%	0.67	0.16	319%	0.78	(14%)
Ingreso (pérdida)	20,331	(84,466)	n/a	23,638	(103,495)	n/a	(106,022)	n/a
Por acción - básico (\$)	0.12	(0.54)	n/a	0.14	(0.72)	n/a	(0.96)	n/a
Por acción - diluido (\$)	0.12	(0.54)	n/a	0.14	(0.72)	n/a	(0.96)	n/a
Gastos de capital, netos, incluidas adquisiciones	58,638	22,394	162%	107,930	44,693	141%	217,342	(50%)
Gastos de capital ajustados, netos, incluidas adquisiciones ⁽¹⁾⁽²⁾	59,691	22,867	161%	110,224	48,947	125%	243,108	(55%)
				Diciembre 31, 2016	Diciembre 31, 2015			
Efectivo				66,283	43,257	53%		
Efectivo restringido				62,073	61,721	1%		
Superávit de capital de trabajo, excluidos conceptos distintos a efectivo ⁽¹⁾				64,899	46,310	40%		
Deuda con bancos actual y a largo plazo				250,638	248,228	1%		
Total activos				787,508	668,349	18%		
Acciones ordinarias, final del periodo (000s)				174,359	159,266	9%		
Operativos	Tres meses terminados en diciembre 31 2016	Tres meses terminados en diciembre 31 2015	variación	Doce meses terminados en diciembre 31 2016	Seis meses terminados en diciembre 31 2015	variación	Doce meses terminados en junio 30 2015	variación
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)								
Petróleo ⁽²⁾	3,616	5,523	(35%)	4,012	6,253	(36%)	7,999	(50%)
Gas natural	14,112	3,541	299%	11,930	3,507	240%	3,505	240%
Total ⁽²⁾	17,728	9,064	96%	15,942	9,760	63%	11,504	39%
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)								
Petróleo ⁽²⁾	3,657	5,468	(33%)	4,019	6,370	(37%)	8,010	(50%)
Gas natural	13,986	3,542	295%	11,830	3,499	238%	3,512	237%
Total ⁽²⁾	17,643	9,010	96%	15,849	9,869	61%	11,522	38%
Ventas contractuales realizadas, antes de regalías (boepd)								
Gas natural	14,653	3,891	277%	12,357	3,674	236%	3,512	252%
Petróleo	2,026	3,390	(40%)	2,315	4,253	(46%)	6,083	(62%)
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾	1,631	2,078	(22%)	1,704	2,117	(20%)	1,927	(12%)
Total ⁽²⁾	18,310	9,359	96%	16,376	10,044	63%	11,522	42%
Netbacks operativos (\$/boe)⁽¹⁾								
Esperanza (gas natural)	26.35	24.03	10%	27.15	23.27	17%	20.62	32%
VIM-5 (gas natural)	21.99	20.78	6%	23.68	20.78	14%	-	n/a
LLA-23 (petróleo)	14.80	12.02	23%	12.05	16.74	(28%)	34.91	(65%)
Ecuador (petróleo a tarifa) ⁽²⁾	38.54	38.54	-	38.54	38.54	-	38.54	-
Total ⁽²⁾	24.00	21.96	9%	24.92	22.38	11%	28.05	(11%)

(1) Medida que no está en las NIIF – ver la sección “Medidas que no están en las NIIF” en el Informe de Discusión y Análisis de la Administración.

(2) Incluye montos relacionados con el CPI de Ecuador – ver la sección “Medidas que no están en las NIIF” en el Informe de Discusión y Análisis de la Administración.

La Corporación ha radicado antes las autoridades reguladoras de valores de Canadá sus estados financieros consolidados y auditados y el correspondiente Reporte de Discusión y análisis de la Administración y el Formulario de Información al y para el año terminado el 31 de diciembre de 2016. Estas radicaciones están disponibles para revisión en www.superfinanciera.gov.co y www.sedar.com.

Canacol es una compañía de producción y exploración con operaciones enfocadas en Colombia, Ecuador y México. La Compañía está listada en el Toronto Stock Exchange, en el OTCQX de Estados Unidos de América, en la Bolsa de Valores de Colombia y en la Bolsa de Valores de México bajo los símbolos CNE, CNNEF, CNEC y CNEN, 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. 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. Otros riesgos están descritos totalmente en el más reciente Reporte de Discusión y Análisis de la Administración ("MD&A") y Forma Anual de Información de la Corporación, a los cuales se hace referencia en este comunicado y los cuales son radicados en www.superfinanciera.gov.co y www.sedar.com. Las figuras de producción promedio para un periodo determinado se derivan del promedio aritmético de la información de producción histórica y fluctuante para el periodo completo indicado, y, por consiguiente no representan una tasa constante de producción para ese periodo y no son un indicador del comportamiento futuro de la producción. La información detallada relacionada con la producción mensual en los campos operados por la Corporación en Colombia la brinda el Ministerio de Minas y Energía de Colombia y es publicada en la página web del Ministerio; en la página web de la Corporación se encuentra un link directo a esta información. Los datos que hacen referencia a producción "neta" se refieren a la producción ajustada a la participación de la Corporación antes de regalías.

Uso de las Medidas Financieras que no están en las NIIF – Debido a la naturaleza del método contable de capital que la Compañía aplica a su participación en el contrato de producción incremental para los campos de Libertador y Atacapi en Ecuador ("CPI de Ecuador") conforme a la NIIF 11, la Compañía no registra su participación proporcional de ingresos y gastos como sería lo usual en los acuerdos de participación conjunta en petróleo y gas. Por lo tanto, en este MD&A la administración ha presentado medidas adicionales de ingresos y gastos ajustados, las cuales incluyen el CPI de Ecuador, para complementar las revelaciones de las operaciones de la Compañía conforme a las NIIF. Tales medidas adicionales no deben ser consideradas como una alternativa a las medidas determinadas de acuerdo con las NIIF ni deben ser consideradas más significativas que estas últimas como un indicador del desempeño de la Compañía, pues tales medidas pueden no ser comparables con aquellas reportadas por otras compañías. Este comunicado también brinda información sobre los fondos ajustados provenientes de operaciones. La Compañía considera que los fondos ajustados provenientes de las operaciones son una medida clave pues demuestran la capacidad del negocio de generar el flujo de caja necesario para aportar recursos para el crecimiento futuro mediante la inversión de capital y para el pago de deuda. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones no deben ser considerados como una alternativa al efectivo proveniente de actividades operativas según lo determinado conforme a las NIIF, ni como más valiosos que éste, como un indicador del desempeño de la Compañía. La determinación por parte de la Compañía de los fondos ajustados provenientes de las operaciones puede no ser comparable con la reportada por otras compañías. Para más detalles sobre como la Corporación reconcilia el efectivo proveniente de actividades operacionales con los fondos ajustados provenientes de operaciones, favor referirse a la sección "Medidas que no están en las NIIF" del Reporte de Discusión y Análisis de la Administración de la Corporación. Adicionalmente, este comunicado hace referencia a las medidas de capital de trabajo y ganancia operacional - "netback"- . El capital de trabajo se calcula como activos corrientes menos pasivos corrientes, excluidos todos los ítems distintos a efectivo, y se usa para evaluar el apalancamiento financiero de la Compañía. La ganancia operacional neta es una medida de referencia común en la industria del petróleo y el gas y se calcula como las ventas totales de petróleo y gas natural, menos regalías, menos los gastos de producción y de transporte, calculada por volúmenes de ventas en barriles equivalentes ("boe") usando una conversión. La ganancia operacional es una medida importante al evaluar el desempeño operacional pues demuestra la rentabilidad a nivel de campo en relación con los precios corrientes de productos básicos. El capital de trabajo y la ganancia operacional neta, tal como se han presentado, no tienen un significado estándar establecido por las NIIF y, por lo tanto, pueden no ser comparables con el cálculo de mediciones similares para otras entidades.

Netback operativo se define como ganancia menos regalías y gastos de producción y transporte.

Las ventas contractuales realizadas de gas se definen como el gas producido y vendido más las ganancias de gas recibidas de la nominación de contratos take or pay.

El total de las ventas en efectivo se define como ventas contractuales realizadas de gas y crudo más el efectivo recibido por gas clasificado como ingreso diferido de acuerdo a las NIIF.

Las evaluaciones de reservas, efectivas al 31 de diciembre del 2016, fueron conducidas por los evaluadores de reservas independientes de la Corporación DeGolyer and MacNaughton (“DMCL”) y Petrotech Engineering Ltd. (“Petrotech”), y son realizadas conforme al Instrumento Nacional 51-101 – Estándares de Divulgación para las Actividades de Petróleo y Gas. Las reservas están presentadas ajustadas a la participación de Canacol antes de regalías, en unidades de miles de barriles de crudo equivalente, utilizando un precio proyectado para el gas y petróleo, ajustado por la calidad del crudo, en dólares americanos. Los valores presentes netos estimados de los ingresos netos futuros relacionados con las reservas pueden no representar el valor justo de mercado.

“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;

“volúmenes equivalentes” están definidos como aquellos volúmenes producidos bajo un acuerdo de servicios en el que la Corporación no tiene una participación directa, pero representan reservas atribuibles a la Corporación calculadas utilizando el flujo de caja dividido en la tarifa fija durante la vida de las reservas. La Corporación tiene una participación no operativa en un contrato de producción incremental en Ecuador, por la cual recibe una tarifa fija por cada barril incremental producido.

Conversión boe – “boe” barril de crudo equivalente se deriva de convertir gas natural en petróleo en una razón de 5.7 Mcf de gas natural por un barril de petróleo. La razón de conversión de BOE de 5.7 Mcf a 1 bbl se basa en un método de conversión de equivalencia de energía principalmente aplicable en el quemador y no representa una equivalencia de valor en boca de pozo. Dado que el valor de la razón entre gas natural y crudo basado en los actuales precios del gas natural y del crudo es significativamente diferente de la equivalencia energética de 5.7:1, utilizar una conversión en una base de 5.7:1 puede ser un indicador de valor engañoso. 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.

Razón de Reemplazo de las Reservas 1P: razón de adiciones de reservas a la producción, sobre una base probada, tal y como es reportado en los estados financieros durante el año fiscal terminado el 31 de diciembre, sin incluir adquisiciones y disposiciones.

Razón de Reemplazo de las Reservas 2P: razón de adiciones de reservas a la producción, sobre una base probada + probable, tal y como es reportado en los estados financieros durante el año fiscal terminado el 31 de diciembre, sin incluir adquisiciones y disposiciones.

Con los costos de descubrimiento y desarrollo “F&D”, los costos agregados de exploración y desarrollo incurridos en el año financiero más reciente y los cambios en los costos de desarrollo futuros estimados durante ese año, generalmente no reflejan la totalidad de los costos de descubrimiento y desarrollo relacionados con las adiciones de reservas para ese año.

Este comunicado contiene un número de métricas de petróleo y gas, incluyendo F&D, FD&A, razón de reemplazo y RLI, las cuales no tienen un significado estandarizado o métodos de cálculo estándar, y por lo tanto, dichas medidas pueden no ser comparables con medidas similares utilizadas por otras compañías. Estas medidas han sido incluidas para brindar a los lectores medidas adicionales para evaluar el comportamiento de la Corporación; sin embargo, dichas medidas no son indicadores confiables del comportamiento futuro de la Corporación y el comportamiento futuro puede no ser comparable con el comportamiento en periodos anteriores.

Para mayor información por favor contactar a:

Oficina de Relación con el Inversionista

Email: corozco@canacolenergy.com o info@canacolenergy.com

<http://www.canacolenergy.com>