Canacol Energy Ltd. reporta un valor record en fondos ajustados provenientes de operaciones durante el tercer trimestre del año fiscal 2014 y un aumento del 42% en la producción trimestre a trimestre

CALGARY, ALBERTA – (Mayo 12, 2014) – Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Corporación") (TSX:CNE; BVC:CNEC) se complace en reportar los resultados financieros para los tres y nueve meses terminados el 31 de marzo de 2014. El tercer trimestre del año fiscal 2014, fue un trimestre exitoso para la Corporación, ya que aumentó su producción, ingresos, fondos ajustados provenientes de operaciones y ganancias operacionales -*"netbacks"*-, comparado con el mismo periodo del año anterior. El tercer trimestre del año fiscal 2014 representa un trimestre récord para Canacol en generación de caja, con fondos ajustados provenientes de operaciones reportado de $32.3 millones de dólares para el trimestre.

Charle Gamba, Presidente y CEO de la Corporación comentó: "Durante el más reciente trimestre, Canacol aumentó la producción en un 8% comparado con el ultimo trimestre y en un 42% frente al trimestre comparable, debido al continuo éxito que la Corporación ha seguido teniendo en sus actividades recientes de exploración y producción. El "*netback*" promedio corporativo ha venido aumentando de forma estable durante los trimestres recientes; para el presente trimestre es de $43.57/boe, un aumento del 23% frente al trimestre comparable y es este el más alto "*netback*" corporativo en la historia de Canacol. Este aumento en el "*netback*" refleja nuestro enfoque en producción con altos *"netbacks"*, el cual seguirá siendo nuestro enfoque en el futuro. Mayor producción y más altos *"netbacks"* también han mejorado nuestra generación de caja proveniente de operaciones con Canacol reportando un valor record en fondos ajustados provenientes de operaciones para este trimestre por valor de $32.3 millones. Con los ingresos netos esperados de la recientemente anunciada financiación a través de colocación en firme "*bought deal*" de acciones y debido a nuestro continuo éxito exploratorio en el bloque LLA23, en el cual acabamos de probar otros 1,038 bopd del reservorio Mirador en el descubrimiento de crudo liviano Pantro 1, en el 2014 tenemos planeado acelerar las actividades de inversión de capital en el bloque LLA23 con tres pozos de exploración adicionales (Tigro-1, Pointer-1 y Maltes-1), hasta seis pozos de desarrollo y facilidades adicionales. También tenemos planeado realizar actividades de perforación adicionales en nuestros bloques del Magdalena Medio, las cuales también han tenido éxitos exploratorios positivos, con un pozo de exploración, Morsa-1, y un pozo de evaluación, Oso Pardo-2, iniciando hacia finales de julio del 2014. Así mismo, tenemos planeado perforar 3 pozos adicionales someros convencionales en nuestro bloque VMM2, como resultado de nuestro descubrimiento en la formación Lisama en Mono Araña. Finalmente, antes de finalizar el mes de junio 2014, tenemos planeado iniciar la perforación del pozo Palmer-1, el primero de tres pozos de exploración de gas, en nuestro bloque Esperanza. Con un gran comienzo en el 2014 y con 11 pozos de exploración y 28 pozos de desarrollo que se estarán perforando, la producción y flujo de caja de Canacol seguirá creciendo durante el restante año calendario 2014 y en adelante. Con esto en mente, estamos revisando nuestro objetivo de producción para el año calendario 2014 a entre 12,500 y 13,500 boepd y esperamos tener una tasa de salida para el año de aproximadamente 17,000 boepd como resultado de nuestros programas de perforación".

Aspectos a destacar durante el tercer trimestre del año fiscal 2014

(en miles de dólares de los Estados Unidos, salvo que se indique lo contrario; la producción se presenta ajustada por participación y antes de regalías)

Aspectos financieros y operacionales a destacar de la Corporación:

- Los volúmenes promedio de ventas aumentaron en un 60% a 11,418 barriles de crudo equivalente por día ("boepd") para el tercer trimestre del año fiscal 2014 comparado con 7,141 boepd para el periodo comparable. Los volúmenes de ventas para el tercer trimestre del año fiscal 2014 estuvieron positivamente afectados por la venta del inventario de crudo a diciembre 31 de 2013.
- Los volúmenes promedio diarios de producción aumentaron en un 42% a 10,893 boepd para el tercer trimestre del año fiscal 2014, comparado con 7,659 boepd para el periodo comparable. Este aumento en los volúmenes de producción se debe principalmente a la nueva producción proveniente de los descubrimientos Labrador y Leono en el bloque LLA-23 y a aumentos en la producción de los campos Libertador y Atacapi en Ecuador.

- Los ingresos de petróleo y gas natural para el tercer trimestre del año fiscal 2014 aumentaron en un 61% a $55.7 millones, comparados con $34.6 millones para el periodo comparable. Los ingresos ajustados de petróleo y gas natural, los cuales incluyen el "CPI" de Ecuador (ver abajo definición del "CPI" de Ecuador"), para el tercer trimestre del año fiscal 2014 aumentaron en un 68% a $61.6 millones comparados con $36.7 millones para el periodo comparable.
- La ganancia promedio operacional -"*netback*"- para el tercer trimestre del año fiscal 2014 aumentó en un 23% a $43.57/boe comparado con $35.41/boe para el periodo comparable. La ganancia operacional –"*netback*" incluye los resultados del "CPI" de Ecuador.
- Fondos ajustados provenientes de operaciones para el tercer trimestre del año fiscal 2014 aumentaron en un 118% a $32.3 millones, comparados con $14.8 millones para el periodo comparable. Fondos ajustados provenientes de operaciones incluyen los resultados del "CPI" de Ecuador.
- La Corporación tuvo una ganancia neta de $19.4 millones para el tercer trimestre del año fiscal 2014, comparado con una pérdida neta de $3.4 millones para el periodo comparable.
- Inversiones de Capital para el tercer trimestre del año fiscal 2014 fueron de $35.9 millones; inversiones de capital ajustadas, las cuales incluyen los valores relaciones con el "CPI" de Ecuador, fueron de $44.1 millones.
- Al 31 de marzo del 2014, la Corporación tenía $35.7 millones en caja y caja equivalente y $52.1 millones en caja restringida. Posterior al 31 de marzo del 2014, la Corporación aumentó el existente crédito senior a término en $80 millones adicionales, antes de los costos de transacción.

Financieros	Tres meses terminados marzo 31,			Nueve meses terminados marzo 31,		
	2014	2013	Variación	**2014**	2013	Variación
Ingresos por petróleo y gas natural, netos de regalías	**55,653**	34,602	61%	**146,043**	102,394	43%
Ingresos ajustados por petróleo y gas natural, netos de regalías, incluyendo ingresos relacionados con el "CPI" de Ecuador [2]	**61,550**	36,726	68%	**159,159**	105,871	50%
Caja proveniente de (utilizada en) actividades operacionales	**13,099**	(8,520)	n/a	**69,229**	4,316	>999%
Por acción – básica ($)	**0.15**	(0.10)	n/a	**0.79**	0.06	>999%
Por acción – diluida ($)	**0.14**	(0.10)	n/a	**0.78**	0.06	>999%
Fondos ajustados provenientes de operaciones [1] [2]	**32,274**	14,778	118%	**72,151**	32,052	125%
Por acción – básica ($)	**0.36**	0.17	112%	**0.83**	0.45	84%
Por acción – diluida ($)	**0.35**	0.17	106%	**0.81**	0.45	80%
Ingresos netos (pérdida)	**19,438**	(3,425)	n/a	**12,007**	(8,761)	n/a
Por acción – básica ($)	**0.22**	(0.04)	n/a	**0.14**	(0.12)	n/a
Por acción – diluida ($)	**0.21**	(0.04)	n/a	**0.14**	(0.12)	n/a
Inversiones de Capital, netas [4]	**35,915**	3,021	>999%	**76,072**	37,444	103%
Inversiones de Capital ajustadas, netas, incluyendo inversions de capital relacionados con el "CPI" de Ecuador [1][2] [4]	**44,103**	10,434	323%	**100,525**	52,053	93%
				Marzo 31, 2014	Junio 30, 2013	Variación
Efectivo y equivalente a efectivo				**35,699**	52,290	(32%)
Efectivo restringido				**52,125**	26,394	97%
Excedente de Capital de Trabajo, sin incluir la porción corriente de deuda bancaria y deuda bancaria de largo plazo y conceptos distintos a efectivo [1]				**33,328**	69,148	(52%)
Deuda bancaria de corto y largo plazo				**135,675**	134,316	1%
Activos totales				**548,501**	469,592	17%
Acciones ordinarias, fin del periodo (000s)				**90,220**	86,506	4%

Operacionales	Tres meses terminados marzo 31,			Nueve meses terminados marzo 31,		
	2014	2013	Variación	**2014**	2013	Variación
Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo	**8,260**	4,785	73%	**7,115**	5,285	35%
Gas Natural	**2,633**	2,874	(8%)	**2,919**	1,051	178%
Total	**10,893**	7,659	42%	**10,034**	6,336	58%
Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd)						
Petróleo	**8,792**	4,267	106%	**6,976**	5,477	27%
Gas Natural	**2,626**	2,874	(9%)	**2,879**	1,051	174%
Total	**11,418**	7,141	60%	**9,855**	6,528	51%
Precios de Venta realizados ($/boe)						
LLA-23 (petróleo)	**88.61**	99.62	(11%)	**89.26**	97.95	(9%)
Esperanza (gas natural)	**23.00**	30.20	(24%)	**27.60**	30.58	(10%)
Rancho Hermoso (petróleo tarifa y no tarifa y líquidos)	**85.25**	88.03	(3%)	**89.99**	70.22	28%
Ecuador (petróleo tarifa) [2]	**38.54**	38.54	-	**38.54**	38.54	-
Total [2]	**65.49**	61.97	6%	**64.35**	64.08	-
Netbacks operacionales ($/boe) [1]						
LLA-23 (petróleo)	**62.26**	66.22	(6%)	**64.29**	65.23	(1%)
Esperanza (gas natural)	**19.36**	25.61	(24%)	**23.19**	25.85	(10%)
Rancho Hermoso (petróleo tarifa y no tarifa y líquidos)	**25.76**	37.28	(31%)	**20.84**	24.48	(15%)
Ecuador (petróleo tarifa) [2]	**38.54**	38.54	-	**38.54**	38.54	-
Total [2]	**43.57**	35.41	23%	**40.68**	26.73	52%

(1) Medidas No - NIIF– ver sección "Medidas No-NIIF" del Reporte de Gestión y Análisis de la Gerencia.
(2) Incluye valores relacionados con el "CPI" de Ecuador – ver sección "Medidas No-NIIF" del Reporte de Gestión y Análisis de la Gerencia.
(3) Incluye producción y venta de petróleo tarifa relacionados con el "CPI" de Ecuador.
(4) No Incluye adquisición de negocio.

Perspectiva

La Corporación se complace en anunciar que ha completado la segunda prueba de producción en el pozo Pantro 1. La primera prueba de producción fue realizada en el reservorio Gacheta, el cual probó una tasa de 2,930 barriles de crudo por día ("bopd") (2,344 bopd netos para Canacol). La segunda prueba fue realizada en el reservorio Mirador, la cual probó una tasa de 1,038 bopd (830 bopd netos para Canacol), crudo de 36°API, a 110°F, con un corte de agua del 2%, utilizando una bomba electro-sumergible a una frecuencia de 42Hz, durante un periodo de flujo de siete días. Esta es la primera producción proveniente del reservorio Mirador en el bloque LLA23 y confirma la viabilidad de que este reservorio sea productivo en el bloque.

Para el restante año calendario 2014, la Corporación tiene planeado ampliar su programa de inversión de capital en Colombia y espera una producción promedio neta antes de regalías entre 12,500 y 13,500 boepd para el año calendario 2014.

Como resultado de los recientes éxitos exploratorios en los bloques LLA23 y del Magdalena Medio, la Corporación planea acelerar el programa de exploración y desarrollo en el bloque LLA23. Aparte de los pozos de exploración programados, Tigro y Pointer, la Corporación planea perforar un tercer pozo de exploración, Maltes-1, antes de finalizar el año calendario 2014. Adicional a los pozos de evaluación Labrador-4 y Leono-2, la Corporación también tiene planeado ampliar el programa para perforar hasta 6 pozos de desarrollo en Leono, Pantro y Tigro. Así mismo, la Corporación tiene planeado acelerar las facilidades para manejo de agua y generación de energía en el bloque LLA23 para manejar de forma más eficiente los costos operacionales. En otros proyectos, La Corporación tiene planeado acelerar el programa de perforación de desarrollo en el bloque Santa Isabel (pozo de exploración Morsa-1 y pozo de evaluación Oso Pardo-2) y ampliar su programa de perforación de desarrollo en el descubrimiento somero Mono Araña en el bloque VMM2 (tres pozos). El programa revisado de inversión de capital en exploración y desarrollo de la Corporación incluye planes para perforar 13 pozos totales de exploración (vs 11 originalmente planeados), 43 pozos totales de desarrollo (vs 36 originalmente planeados) y realizar "work-overs" en 13 pozos productores existentes en sus campos productores ubicados en Colombia y Ecuador.

Durante el restante año calendario 2014 se estarán perforando los siguientes pozos de exploración: los pozos Tigro-1, Pointer-1 y Maltes-1 en el bloque LLA- 23, los pozos Palmer-1, Corozo-1 y Cañadonga-1 en el bloque Esperanza, el pozo Morsa-1 en el bloque Santa Isabel, el pozo Pico Plata-1 en el bloque VMM3, el pozo El Cejudo-1 en el bloque VMM2, el pozo Chipo-1 en el bloque Ombú y el pozo Secoya Oeste-1 en Ecuador.

Se espera que los fondos para el programa de capital ampliado provengan del capital de trabajo existente, flujos de caja operacionales, facilidades crediticias disponibles e ingresos netos provenientes de la oferta de acciones a través de colocación en firme "*bought deal*", el cual se espera tenga cierre para finales de mayo del 2014 .

Cambio en la Política Contable para el Contrato de Producción Incremental en Ecuador ("CPI Ecuador")

En julio 1 de 2013, la Compañía adoptó la Norma Internacional de Contabilidad Financiera ("NIIF") 11, "Acuerdos conjuntos", la cual entró en efecto para la Compañía en julio 1 de 2013. La adopción de la NIIF 11 tuvo como resultado un cambio en el método contable para la participación de la Compañía en el contrato de producción incremental de los campos Libertador y Atacapi en Ecuador, del método de consolidación proporcional al método de participación. El tercer trimestre del año fiscal 2014 es el tercer trimestre en el cual la Compañía ha reportado resultados bajo la NIIF 11. Conforme al método de participación, la Compañía ya no reporta su participación proporcional de ingresos y gastos del CPI de Ecuador, como sería lo usual en acuerdos de participación conjunta de petróleo y gas. Por lo tanto, en este comunicado de prensa, la administración ha presentado ingresos y gastos ajustados, que incluyen el CPI de Ecuador, para complementar la información de las operaciones de la Compañía conforme a las NIIF. Para un análisis completo del cambio en la política contable y la información adicional presentada, consulte los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados y el correspondiente documento de Discusión y Análisis de la Administración ("MD&A") a diciembre 31 de 2013 y para los tres y seis meses terminados en esa fecha, según fueron radicados en sedar y en la Superintendencia Financiera.

* * *

La Compañía ha radicado ante las autoridades reguladoras de valores de Canadá sus estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados y el correspondiente documento de Discusión y Análisis de la Administración

a diciembre 31 de 2013 y para los tres y seis meses terminados en esa fecha. Estas radicaciones están disponibles para revisión en www.sedar.com y www.superfinanciera.gov.co

Canacol es una compañía de exploración y producción con operaciones enfocadas en Colombia y Ecuador. La acción ordinaria de la Compañía se negocia en la Bolsa de Valores de Toronto y la Bolsa de Valores de Colombia bajo los símbolos CNE y CNEC, respectivamente.

Este comunicado de prensa contiene ciertos planteamientos de proyecciones a futuro, conforme a la definición de la ley bursátil aplicable. Los planteamientos de proyecciones a futuro con frecuencia se caracterizan por tener palabras tales como "planear", "esperar", "proyectar", "pretender", "creer", "anticipar", "estimar" y otras palabras similares, o planteamientos sobre que ciertos eventos o condiciones "pueden ocurrir" u "ocurrirán", incluidos, sin limitación, planteamientos relacionados con tasas estimadas de producción de las propiedades de la Compañía y programas de trabajo planeados y sus respectivos cronogramas. Los planteamientos con proyecciones a futuro se basan en las opiniones y los estimados de la administración a la fecha en que se hacen los planteamientos y están sujetos a una variedad de riesgos e incertidumbres y otros factores que pueden hacer que los eventos o resultados reales difieran sustancialmente de aquellos proyectados en los planteamientos con proyecciones a futuro. La Compañía no puede asegurar que los resultados reales serán consistentes con estos planteamientos de proyecciones a futuro. Los mismos se hacen a la fecha del presente y están sujetos a cambios, y la Compañía no asume la obligación de revisarlos ni de actualizarlos para reflejar nuevas circunstancias, salvo cuando la ley lo exija. La información y la orientación que se dan en el presente reemplazan y sustituyen toda información con proyección a futuro que se haya dado en una revelación previa. Los potenciales inversionistas no deben tener una confianza indebida en los planteamientos con proyecciones a futuro. Estos factores incluyen los riesgos inherentes involucrados en la exploración y el desarrollo de propiedades de petróleo crudo y gas natural, las incertidumbres involucradas en la interpretación de resultados de perforación y otros datos geológicos y geofísicos, la fluctuación de los precios de la energía, la posibilidad de mayores costos, o costos o demoras no previstos y otras incertidumbres relacionadas con la industria del petróleo y el gas. Otros factores de riesgo incluyen los riesgos relacionados con la negociación con gobiernos extranjeros, así como el riesgo de país relacionado con la realización de actividades internacionales, y otros factores, varios de los cuales están más allá del control de la Compañía. Otros riesgos están descritos más en detalle en el más reciente Informe de Discusión y Análisis de la Administración de la Compañía ("MD&A"), el cual se incorpora al presente por referencia y está radicado en SEDAR en www.sedar.com. Las cifras de producción promedio para un período dado se obtienen usando promedio aritmético de datos históricos fluctuantes de producción para todo el período indicado y, de acuerdo con ello, no representan una tasa constante de producción para dicho período y no son un indicador del desempeño futuro de producción. La información detallada con respecto a la producción mensual en los campos en los que opera la Compañía en Colombia es suministrada por la Compañía al Ministerio de Minas y Energía de Colombia y es publicada por el Ministerio en su página de internet; un enlace directo con esta información se proporciona en la página de internet de la Compañía. Las referencias a producción "neta" aluden a la producción de la participación de la Compañía antes de regalías.

Uso de medidas financieras que no están en las NIIF – Debido a la naturaleza del método de participación que la Compañía aplica a su participación en el 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. 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 en este comunicado de prensa. 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, y tales medidas pueden no ser comparables con aquellas reportadas por otras compañías. Este comunicado de prensa también suministra información sobre los fondos ajustados provenientes de las operaciones. Los fondos ajustados provenientes de las operaciones son una medida no definida en las NIIF. Representa el efectivo aportado por actividades operativas antes de cambios en el capital de trabajo distinto a efectivo y gastos por obligaciones de desmantelamiento, e incluye la participación proporcional de la Compañía de aquellos conceptos que de otro modo habrían contribuido a los fondos provenientes de las operaciones del CPI de Ecuador si el mismo se hubiera contabilizado conforme al método contable de consolidación proporcional. 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 deben ser considerados más significativos que este último 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 cómo concilia la Compañía su efectivo proveniente de actividades operativas con los fondos ajustados provenientes de las operaciones, por favor remítase a la sección "Medidas que no están en las NIIF" del MD&A de la Compañía. Adicionalmente, este comunicado de prensa hace referencia a las medidas de capital de trabajo y ganancia operacional neta. El capital de trabajo se calcula como activos corrientes menos pasivos corrientes, excluidos los conceptos distintos a efectivo tales como la porción corriente de contratos de productos básicos, la porción corriente de los derechos de adquisición de acciones y la porción corriente de todo activo o pasivo de derivados incorporados, 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 gastos de producción y de transporte, calculadas por volúmenes de ventas en barriles equivalentes ("boe") usando una conversión. La ganancia operacional neta 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 medidas similares para otras entidades.

Conversión del boe – La expresión "boe" es usada en este comunicado de prensa. El boe puede ser engañoso, especialmente si se usa aisladamente. Una razón de conversión de boe de pies cúbicos de gas natural a barriles de petróleo equivalente se basa en un método de conversión de equivalencia de energía principalmente aplicable en la punta del quemador y no representa una equivalencia de valor en boca de pozo. En este comunicado de prensa, hemos expresado boe usando el estándar de conversión de 5.7 Mcf: 1 bbl requerido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

Para mayor información por favor contactar a:
Oficina de Relación con el Inversionista
Email: corozco@canacolenergy.com o info@canacolenergy.com
http://www.canacolenergy.co