

Canacol Energy Ltd. Reporta resultados financieros para el primer trimestre del año fiscal 2013

CALGARY, ALBERTA - (Noviembre 14, 2012) - Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Corporación") (TSX:CNE; BVC:CNEC) anuncia el día de hoy sus resultados financieros para los tres meses terminados el 30 de septiembre del 2012.

Aspectos a destacar para los tres meses terminados el 30 de septiembre del 2012

(en dólares estadounidenses, salvo que se indique lo contrario)

Aspectos Financieros a destacarse de Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Corporación") incluyen:

- Los ingresos totales para los tres meses terminados el 30 de septiembre del 2012 aumentaron en un 18% a \$41.8 millones, de \$35.3 millones para el periodo comparable.
- A septiembre 30 del 2012, la Corporación tenía \$41.5 millones en caja, caja equivalente y caja restringida; y \$21.7 millones en superávit de capital de trabajo, incluyendo la porción corriente de la deuda de Largo Plazo.
- Las pérdidas netas para los tres meses terminados el 30 de septiembre del 2012 fueron de \$6.2 millones, comparados con la utilidad neta de \$13.5 millones para el periodo comparable.
- Las inversiones de capital para los tres meses terminados el 30 de septiembre del 2012 fueron de \$18.9 millones.
- Los volúmenes promedio diarios de ventas fueron de 6,922 barriles de crudo por día ("bopd") para los tres meses terminados el 30 de septiembre del 2012. La disminución durante el cuarto trimestre del año fiscal 2012 fue debida a varios factores entre los que están el cierre de pozos, un bloqueo civil en la carretera, limitaciones en el manejo de agua y declinaciones naturales de producción y fue compensado con un cambio en el inventario de crudo. El tiempo durante el cual se tuvo paralizado el campo durante el primer trimestre del año fiscal 2013 fue del 5% durante el mes de julio, 3% durante el mes de agosto y 37% durante el mes de septiembre, lo que resultó en un tiempo promedio en el que estuvo paralizado el campo del 15% para el trimestre. Del 37% reportado para el mes de septiembre, 34% estuvo relacionado con un bloqueo que la comunidad realizó en la ruta principal de transporte del crudo, el cual fue resuelto durante la primera semana de octubre del 2012. Adicionalmente, los volúmenes de ventas estuvieron afectados por el continuo cambio de producción de tarifa, hacia producción "NRI" con el fin de optimizar los flujos de caja del campo Rancho Hermoso, lo cual resulta en un menor volumen total reportado debido a que los volúmenes de producción por tarifa son reportados en un 100%, mientras que los volúmenes de producción "NRI" sólo son reportados en un 22.4% para el primer trimestre del 2013. Sin embargo, la producción "NRI" del campo Rancho Hermoso, tiene un "netback" operacional significativamente mayor comparado con el de la producción por tarifa.
- Desde principios de septiembre del 2012, los campos petroleros de Ecuador han empezado a incorporar producción incremental a la Corporación y para periodos futuros, a medida que se vaya ejecutando el programa de desarrollo, se espera un aumento significativo en la producción. Para los tres meses terminados el 30 de septiembre del 2012, la producción incremental promedio del campo fue de 223 bopd, de los cuales aproximadamente 56 bopd corresponden a la participación de la Corporación. Para los meses de octubre y noviembre, la producción promedio total incremental de los campos fue de 827 bopd y 1,595 bopd, respectivamente, de los cuales, aproximadamente 207 y 399 bopd, son los barriles correspondientes para la participación de la Corporación, respectivamente.

Aspectos a destacar para los tres meses terminados el 30 de septiembre del 2012
(en dólares estadounidenses, salvo que se indique lo contrario)

Financiero	Tres meses terminados el 30 de septiembre,		
	2012	2011	Cambio
Ventas de crudo, netas después de regalías	37,822	26,453	43%
Ingresos por tarifa	3,973	8,877	(55%)
Ingresos totales	41,795	35,330	18%
Fondos de operaciones ⁽¹⁾	14,091	17,761	(21%)
Por acción – básica y diluida (\$)	0.02	0.03	(30%)
Utilidad neta (pérdida)	(6,214)	13,486	n/a
Por acción – básica y diluida (\$)	(0.01)	0.03	n/a
Inversiones de capital	18,931	31,356	(40%)
	Septiembre 30, 2012	Junio 30, 2012	Cambio
Caja y caja equivalente	31,088	30,789	1%
Caja restringida	10,378	6,555	58%
Superavit de capital de trabajo ⁽¹⁾	21,742	17,697	23%
Deuda bancaria de largo plazo	30,153	15,986	89%
Activos totales	412,266	406,828	1%
Acciones ordinarias, fin del periodo (000s)	618,982	618,982	-
Operacional	Tres meses terminados el 30 de septiembre,		
	2012	2011	Cambio
Producción de crudo (bopd)			
Tarifa	2,410	6,476	(63%)
NRI	3,332	3,274	(2%)
Total	5,742	9,750	(41%)
Ventas de crudo (bopd)			
Tarifa	2,417	6,458	(63%)
NRI	4,505	3,452	31%
Total	6,922	9,910	(30%)
Rancho Hermoso – “netback” operacional del crudo tarifa (\$/bbl) ⁽¹⁾			
Precio tarifa realizado	17.36	14.94	16%
Costos operacionales y de transporte	(11.43)	(6.23)	83%
Netback operacional de crudo tarifa RH	5.93	8.71	(32%)
Rancho Hermoso – “netback” operacional del crudo no-tarifa (NRI) (\$/bbl) ⁽¹⁾			
Precio del crudo realizado, neto de regalías	95.88	84.43	14%
Costos operacionales y de transporte	(50.60)	(29.26)	73%
Netback operacional de crudo NRI RH	45.28	55.17	(18%)

(1) Medida no-IFRS. Ver sección “Medidas no-IFRS” en el Reporte de Discusión y Análisis de la Gerencia.

Perspectiva

Para el restante año calendario 2012 y el primer trimestre del año calendario 2013, la Corporación estará enfocada principalmente en el cierre exitoso de la integración del negocio con Shona Energy Company Inc., así como la ejecución de su programa de inversión de capital, el cual incluye:

- Finalizar la perforación del primer pozo exploratorio de crudos livianos en el bloque LLA23, ubicado inmediatamente al norte el campo Rancho Hermoso, con el fin de probar el prospecto Labrador. Se inició la perforación de este pozo a finales de octubre del 2012.
- Finalizar la perforación del pozo estratigráfico Guarango 1 en el bloque Cedrela, con objetivos en potenciales reservorios productores de crudos pesados en las arenas del Mirador. Se inició la perforación de este pozo a finales de octubre del 2012.
- Finalizar la adquisición de 45 kilómetros cuadrados de sísmica 3D y 58 kilómetros de sísmica 2D que actualmente se están realizando en la parte sur del bloque Portofino, con planes de utilizar la información para la perforación de los 3 pozos estratigráficos restantes durante el año calendario 2012 y el primer trimestre del año calendario 2013.
- Finalizar la perforación y prueba de producción del pozo *–no operado* Mono Araña en el bloque VMM 2, actualmente realizándose. Tal y como se informó el pasado 31 de octubre del 2012, la Corporación ha anunciado que el pozo encontró 85 pies de arenas netas petrolíferas potenciales en la formación arenisca Lisama, en la que la Corporación tiene planeado realizar pruebas de producción.
- Una vez perforado el pozo Mono Araña 1, a finales del 2012, perforar el segundo pozo de exploración *–no operado* en el bloque VMM2, con objetivos en las rocas fuente de lutita fracturada o “*shale*” fracturado del cretáceo, la Luna y Tablazo.
- Antes del fin del año calendario 2012, bajo el contrato de producción incremental *–no operado*, perforar un pozo adicional de desarrollo y realizar “workover” en un pozo existente de producción en los campos maduros productores de crudo, Libertador y Atacapi en Ecuador. Desde principios de septiembre del 2012, estos campos de Ecuador han empezado a incorporar producción incremental a la Corporación y se tiene esperado que a medida que se ejecute el programa de desarrollo, aumente significativamente la producción en periodos futuros. Basados el actual programa de desarrollo, la Corporación estima que la producción incremental llegue a su punto más alto entre el 2013 y el 2014.
- En octubre del 2012 la Corporación anunció la integración de negocios con Shona Energy Company, Inc. (“Shona”). La transacción fortalece la base de producción de la Corporación con un estable y bajo costo de producción y flujos de caja asociados bajo contratos de venta de largo plazo y aumenta las reservas 2P y los volúmenes equivalentes –“*deemed volumes*” a aproximadamente 32 MMboe de crudo y gas. Se espera que el tamaño de la compañía integrada y sus niveles de producción y flujos de caja estables faciliten el acceso a capital y aumenten las oportunidades adicionales de consolidación, principalmente en Colombia. La transacción posiciona a Canacol para tener un rol de liderazgo en el creciente mercado de gas en Colombia a un bajo precio de entrada, y así mismo, adiciona tres contratos de exploración convencional de crudo pesado, a su ya existente amplia posición en la cuenca del Caguán-Putumayo. Con participaciones en 29 contratos de Exploración y Producción, la compañía integrada tendrá uno de los más amplios y diversos portafolios de exploración convencional y no convencional de gas y petróleo en Colombia. La Corporación espera cerrar la transacción de integración de Shona el o cerca al 19 de diciembre del 2012, sujeto a que se obtengan las aprobaciones requeridas de los accionistas de Shona y Canacol y las aprobaciones de corte y regulatorias. Shona adiciona aproximadamente 2,300 boepd de producción estable de largo plazo, antes de regalías, y así mismo la Corporación tiene la capacidad para aumentar los volúmenes de producción de gas en el corto plazo, sin capital adicional requerido. Para los seis meses terminados el 30 de junio del 2012, Shona tenía una producción total promedio de 2,166 boepd antes de regalías y 1,960 boepd después de regalías. Asumiendo el mismo nivel de producción durante la segunda mitad del año calendario 2012, para el año calendario 2012 la Corporación espera una producción total promedio “pro-forma” incluyendo Shona, después de regalías, de 10,400 boepd. Asumiendo el cierre de la transacción con Shona, la Corporación estima tener una tasa de salida de producción para el año calendario 2012 de 6,600 boepd, después de regalías, la cual incluye Shona, pero no incluye ningún potencial éxito exploratorio.

La Corporación ha radicado los estados financieros consolidados interinos no auditados y el Reporte de Discusión y Análisis de la Gerencia asociado, a y para los tres meses terminados el 30 de septiembre del 2012 ante las autoridades reguladoras canadienses y colombianas. Estos documentos están disponibles en www.sedar.com y www.superfinanciera.gov.co

Canacol es una compañía de exploración y producción con operaciones en Colombia, Ecuador, Brasil y Guyana. La acción ordinaria de la Compañía se negocia en la Bolsa de Toronto y la Bolsa de Valores de Colombia bajo los símbolos CNE y CNE.C, 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 reemplaza y sustituye 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. 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 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.

Para información adicional, por favor póngase en contacto con:

Oficina de Relación con Inversionistas

Correo electrónico: corozco@canacolenergy.com

<http://www.canacolenergy.co>