# Canacol Energy Ltd. reporta sus resultados financieros para el año fiscal 2013 y un aumento del 95% en reservas probadas y probables y volúmenes equivalentes

CALGARY, ALBERTA - (Septiembre 25 de 2013) - Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Compañía") (TSX:CNE; BVC:CNEC) se complace en reportar sus resultados financieros para el año fiscal terminado en junio 30 de 2013.

Charle Gamba, Presidente y CEO de Canacol, manifestó: "Los nuevos descubrimientos y la adquisición de Shona aumentaron las reservas probadas y probables y volúmenes equivalentes en un 95% a 34.7 millones de barriles de petróleo equivalente con un VPN-10 antes de impuestos de $686 millones de dólares. Aunque la producción corporativa general promedio para el año fiscal 2013 disminuyó un 43% comparada con el año fiscal 2012, los precios de venta promedio de la Corporación aumentaron en un 40%, en la medida en que la producción decreciente de baja ganancia operacional neta – "netback"- del campo Rancho Hermoso fue reemplazada con producción de petróleo con ganancia operacional más alta –"netback"- proveniente de los nuevos descubrimientos Labrador y Mono Araña en Colombia, de los campos Libertador y Atacapi en Ecuador, y de la firma de nuevos contratos de ventas para el gas del campo Nelson en Colombia. La producción corporativa neta promedio antes de regalías ha aumentado constantemente en los últimos tres trimestres, de 5.354 boepd en el segundo trimestre del año fiscal 2013 a 7,659 boepd en el tercer trimestre del año fiscal 2013, y a 8,269 boepd en el cuatro trimestre del año fiscal 2013. La producción corporativa neta antes de regalías para el trimestre actual, el cual incluye julio y agosto de 2013, promedió 9,278 boepd. En el año fiscal 2013 la Compañía también fortaleció su balance mediante la consolidación de la deuda en una sola línea de crédito preferencial a largo plazo de $140 millones de dólares, con términos favorables y un período de gracia de 18 meses para pagos de capital, brindando con ello tiempo adicional para enfocarnos en crecer la producción, los flujos de caja y las reservas. Con una sólida base financiera y producción y bases de exploración diversificadas, la Compañía está bien posicionada para una sólida producción y flujos de caja continuados, y un crecimiento de reservas en el año fiscal 2014 y en años siguientes.

**Aspectos destacados del año fiscal 2013**

*(en miles de dólares de Estados Unidos, salvo que se indique otra cosa; la producción y las reservas se expresan como participación antes de regalías)*

Los aspectos financieros, operacionales y de reservas destacados de la Compañía incluyen lo siguiente:

- Las reservas probadas y volúmenes equivalentes totales aumentaron en un 97% a 22.3 millones de barriles de petróleo equivalente ("boe") a junio 30 de 2013 en comparación con 11.3 millones boe en junio 30 de 2012, y las reservas probadas y probables y volúmenes equivalentes totales aumentaron un 95% a 34.7 millones boe a junio 30 de 2013 en comparación con 17.8 millones de boe junio 30 de 2012.

- El VPN-10 total antes de impuestos de las reservas probadas y volúmenes equivalentes aumentó un 48% a $457.1 millones en junio 30 de 2013 en comparación con $308.5 millones en junio 30 de 2012, y el VPN10 total antes de impuestos de las reservas probadas y probables y los volúmenes estimados aumentó un 39% a $686.0 millones a junio 30 de 2013 en comparación con $492.2 millones a junio 30 de 2012.

- Los volúmenes de producción diaria promedio aumentaron un 8% a 8.269 barriles de petróleo equivalente por día ("boped") para el cuarto trimestre del año fiscal 2013 en comparación con 7.659 boepd para el tercer trimestre del año fiscal 2013, y disminuyeron un 23% en comparación con 10.670 boepd para el cuarto trimestre del año fiscal 2012. Los volúmenes de producción diaria promedio disminuyeron en un 43% a 6.817 boepd para el año fiscal 2013 en comparación con 12.034 boepd para el año fiscal 2012. La disminución de los volúmenes de producción de 2012 a 2013 es principalmente atribuible a disminuciones período tras período en la producción a tarifa con baja ganancia operacional neta –"netback"- del campo Rancho Hermoso, compensadas por una nueva producción con ganancia operacional neta "netback" significativamente mayor proveniente de activos tales como LLA-23, Esperanza y Libertador/Atacapi en Ecuador. Durante el año fiscal 2013, la Compañía decidió dejar la producción a tarifa de Rancho Hermoso, con baja ganancia operacional neta –"netback", debido a las caídas de producción en el campo. La

Compañía además diversificó su base de producción de modo que la producción futura ya no será dependiente de Rancho Hermoso, el cual actualmente representa menos del 20% de la producción corporativa total.

• Los ingresos para el cuarto trimestre del año fiscal 2013 aumentaron en un 14% a $41.8 millones en comparación con $36.7 millones para el tercer trimestre del año fiscal 2013, y disminuyeron 9% en comparación con $45.7 millones para el cuarto trimestre del año fiscal 2012. Los ingresos para el año fiscal 2013 disminuyeron en un 20% a $147.7 millones de $184.9 millones para el año fiscal 2012. El descenso de los ingresos de 2012 a 2013 es principalmente atribuible a las disminuciones de producción período tras período que se han descrito anteriormente, compensadas por precios promedio de ventas realizadas significativamente mayores. Los precios promedio de ventas realizadas para el cuarto trimestre del año fiscal 2013 aumentaron un 25% o $60.39/boe de $48.23/boe para el periodo comparable. Los precios promedio de ventas realizadas para el año fiscal 2013 aumentaron un 40% a $62.99/boe de $45.15/boe para el período comparable. El aumento significativo en los precios promedio de ventas realizadas refleja la decisión de la Compañía de dejar la producción a tarifa de Rancho Hermoso, la cual previamente generó grandes volúmenes reportados de producción pero bajos precios de tarifa y bajas ganancias operacionales netas relacionadas –"netbacks"-.

• La ganancia operacional neta promedio para el cuarto trimestre del año fiscal 2013 aumentó en un 27% a $32.14/boe en comparación con $25.34/boe para el período comparable. La ganancia operacional neta promedio para el año fiscal 2013 aumentó en un 16% a $28.32/boe en comparación con $24.46/boe para el período comparable. Este aumento en las ganancias operacionales netas promedio nuevamente refleja la decisión de la Compañía de dejar la producción a tarifa de Rancho Hermoso, según se ha descrito en mayor detalle anteriormente.

• Los fondos provenientes de las operaciones para el cuarto trimestre del año fiscal 2013 aumentaron un 22% a $19.1 millones en comparación con $15.6 millones para el tercer trimestre del año fiscal 2013, y aumentaron en un 98% en comparación con $9.7 millones para el cuarto trimestre del año fiscal 2012. Los fondos provenientes de las operaciones para el año fiscal 2013 disminuyeron en un 29% a $51.2 millones de $71.8 millones para el año fiscal 2012.

• La Compañía registró una pérdida neta de $120.6 millones para el año fiscal 2013, en comparación con el ingreso neto de $18.6 millones para el año fiscal 2012. La pérdida neta en el año fiscal 2013 está dada por $50.3 millones de costos de exploración, los cuales no son efectivo –"cash"-, y que sólo se presentan una única vez, relacionados con la devolución o la devolución planeada de ciertos bloques de exploración secundarios –"non-core"-, y un cargo de deterioro –"impairment"-, el cual no es efectivo", de $106.8 millones sobre el campo Rancho Hermoso. Los bloques de exploración afectados son en su totalidad propiedades secundarias donde la Compañía ha evaluado poco potencial restante de exploración. El cargo de deterioro –"impairment"-, para el campo Rancho Hermoso está relacionado con reducciones de reservas y volúmenes estimados a junio 30 de 2013 y no afecta ninguna otra de las propiedades de petróleo y gas de la Compañía.

• Los gastos de capital –"Capex"- para los tres meses y el año terminados en junio 30 de 2013 fueron de $15.8 millones y $67.8 millones, respectivamente.

• Durante el año terminado en junio 30 de 2013, la Compañía cerró un convenio para un Préstamo a Término Preferencial Garantizado de $140 millones, con un sindicado de bancos. El Préstamo a Término Preferencial Garantizado es por un término de cinco años con interés pagadero trimestralmente y capital pagadero en 15 cuotas trimestrales iguales a partir de octubre de 2014, después de un período de gracia inicial de 18 meses. El Préstamo a Término Preferencial Garantizado tiene un interés de LIBOR más 4.50% y está garantizado con todos los activos materiales de la Compañía. Recursos parciales del Préstamo a Término Preferencial Garantizado fueron usados para el pago de dos líneas de crédito preferenciales existentes y para costos relacionados con la transacción. Los recursos restantes del Préstamo a Término Preferencial Garantizado están disponibles para gastos futuros de capital relacionados con actividades de desarrollo en Colombia y Ecuador, y para otros fines corporativos generales.

• A junio 30 de 2013, la Compañía tenía $64.3 millones en efectivo, equivalentes de efectivo y efectivo restringido, y una deuda neta de $67.1 millones, calculada como superávit de capital de trabajo, excluidos los derivados distintos a efectivo, menos el valor de capital de la deuda a largo plazo, excluida la deuda convertible en acciones –"convertible debentures".

| Financieros | Tres meses terminados en junio 30 de | | | Año terminado en junio 30 de | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | **2013** | 2012 | Cambio | **2013** | 2012 | Cambio |
| Ingresos por petróleo y gas natural, netos de regalías | **41,796** | 45,702 | (9%) | **147,666** | 184,904 | (20%) |
| Fondos provenientes de las operaciones [1] [2] | **19,102** | 9,656 | 98% | **51,156** | 71,787 | (29%) |
| Por acción – básicos ($) | **0.22** | 0.15 | 47% | **0.68** | 1.25 | (46%) |
| Por acción – diluidos ($) | **0.22** | 0.15 | 47% | **0.68** | 1.22 | (44%) |
| Ingreso neto (pérdida)[2] | **(116,901)** | 3,830 | n/a | **(120,612)** | 18,556 | n/a |
| Por acción – básico ($) | **1.35** | 0.06 | n/a | **(1.61)** | 0.32 | n/a |
| Por acción – diluido ($) | **1.35** | 0.06 | n/a | **(1.61)** | 0.32 | n/a |
| Gastos de capital, netos, excluyendo adquisición de negocio | **15,758** | 39,927 | (61%) | **67,811** | 186,132 | (64%) |
| | | | | **Junio 30 de 2013** | Junio 30 de 2012 | Cambio |
| Efectivo y equivalentes de efectivo | | | | **52,290** | 30,789 | 70% |
| Efectivo restringido | | | | **11,976** | 6,555 | 83% |
| Superávit de capital de trabajo, excluyendo la porción corriente de deuda con bancos y derivados [1] | | | | **72,964** | 29,697 | 146% |
| Deuda con bancos a corto y largo plazo | | | | **134,316** | 27,986 | 380% |
| Total activos | | | | **476,335** | 406,828 | 17% |
| Acciones ordinarias, final del período (000) | | | | **86,506** | 61,898 | 40% |

| Operativos | Tres meses terminados en diciembre 31 de | | | Seis meses terminados en diciembre 31 de | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | **2012** | 2011 | Cambio | **2012** | 2011 | Cambio |
| Producción de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd) | | | | | | |
| Petróleo | **5,390** | 10,670 | (49%) | **5,310** | 12,034 | (56%) |
| Gas natural | **2,879** | - | n/a | **1,507** | - | n/a |
| Total | **8,269** | 10,670 | (23%) | **6,817** | 12,034 | (43%) |
| Ventas de petróleo y gas natural, antes de regalías (boepd) | | | | | | |
| Petróleo | **5,372** | 11,188 | (52%) | **5,452** | 12,170 | (55%) |
| Gas natural | **2,914** | - | n/a | **1,516** | - | n/a |
| Total | **8,286** | 11,188 | (26%) | **6,968** | 12,170 | (43%) |
| Precios reaiizados de venta ($/boe) | | | | | | |
| Rancho Hermoso | **84.19** | 47.74 | 76% | **72.39** | 44.71 | 62% |
| LLA 23 | **86.03** | - | n/a | **91.12** | - | n/a |
| Esperanza (gas natural) | **29.47** | - | n/a | **30.05** | - | n/a |
| Ecuador – petróleo a tarifa | **38.54** | - | n/a | **38.54** | - | n/a |
| Total | **60.39** | 48.23 | 25% | **62.99** | 45.15 | 40% |
| Ganancia operacional neta ($/boe) [1] | | | | | | |
| Rancho Hermoso | **23.17** | 25.40 | (9%) | **24.47** | 25.06 | (2%) |
| LLA 23 | **58.54** | - | n/a | **61.40** | - | n/a |
| Esperanza (gas natural) | **24.49** | - | n/a | **25.22** | - | n/a |
| Ecuador (petróleo a tarifa) | **38.54** | - | n/a | **38.54** | - | n/a |
| Total | **32.14** | 25.34 | 27% | **28.32** | 24.46 | 16% |

(1) Medida que no está en los IFRS. Consulte la sección "Medidas que no están en los IFRS" en el MD&A.

(2) Con efecto desde diciembre 20 de 2012, la Compañía culminó una consolidación de 10:1 de sus acciones ordinarias. En consecuencia, la información por acción presentada anteriormente fue reexpresada según los datos posteriores a la consolidación para hacerla comparable.

| **Reservas y Volúmenes Equivalentes** *"Deemed Volumes"* | **Junio 30, 2013** | Junio 30, 2012 | Cambio |
|---|---|---|---|
| Reservas y volúmenes equivalentes (MMboe) | | | |
| Probadas | **22.3** | 11.3 | 97% |
| Probadas más probables | **34.7** | 17.8 | 95% |
| Probadas más probable más posibles | **54.6** | 24.6 | 122% |
| Valor de reservas y volúmenes equivalentes (VPN-10 antes de imp) (US$ millones) | | | |
| Probadas | **457.1** | 308.5 | 48% |
| Probadas más probables | **686.0** | 492.2 | 39% |
| Probadas más probable más posibles | **1,033.1** | 680.7 | 52% |

## Perspectivas

La Compañía planea realizar gastos de capital –"Capex"- de hasta $80 millones de dólares, netos de disposiciones, en el año calendario 2013, para perforación, acondicionamientos, sísmica, instalaciones de producción y oleoductos en Colombia y Ecuador, y anticipa una producción neta promedio antes de regalías de 7.500 a 8.500 boepd en el período. Se espera que los tiempos de varios proyectos importantes planeados se extiendan al año calendario 2014.

Durante el resto del año calendario 2013, la Compañía se enfocará en: 1) hacer crecer la producción y las reservas de los recientes descubrimientos de petróleo de LLA-23 y VMM-2 y aumentar los niveles de producción del bloque Esperanza en Colombia a través de nuevos contratos de venta de gas; 2) continuar aumentando la producción y las reservas de los campos petroleros Libertador y Atacapi en Ecuador; y 3) ejecutar un importante programa de exploración enfocado a petróleo en Colombia, con el objetivo de 48 millones de barriles de recursos prospectivos netos riesgados de crudo pesado y liviano convencional y recursos de crudo liviano no convencional. Se espera que la perforación de desarrollo en Colombia por el resto del año calendario 2013 incluya el pozo de petróleo ligero Labrador 5 en LLA-23, el cual actualmente está siendo perforado, así como 2 nuevos pozos en los campos Libertador y Atacapi en Ecuador. Los proyectos de exploración de importancia para el resto del año calendario 2013 incluyen el primero de dos pozos de exploración adicionales en LLA-23, Leono y Leono Sur, en busca de crudo ligero, la realización de pruebas en el descubrimiento profundo de lutitas –"shale" Mono Araña en VMM-2, hasta dos nuevos pozos en los tres bloques de la Compañía en el Magdalena Medio (VMM-2 y VMM-3), en busca tanto de crudo ligero convencional en lo somero como de "shale oil" no convencional en lo más profundo, y la continuación del programa de exploración de crudo pesado en activos en la Cuenca Caguán-Putumayo. Se espera que la financiación para el programa de capital del resto del año calendario 2013 provenga de capital de trabajo, flujos de caja operacionales y líneas de crédito.

## Reforma estatutaria

La Compañía también se complace en anunciar que la Junta Directiva de la Compañía ha aprobado ciertas reformas a los estatutos de la Compañía (las "Reformas"). Incluida en las Reformas está la adición de una disposición que exige un aviso previo a la Compañía en circunstancias en que las nominaciones de miembros de junta directiva son hechas por accionistas de la Compañía cuando no es en desarrollo de una propuesta o una solicitud de accionistas hecha de acuerdo con la Ley de Sociedades Anónimas Comerciales (Alberta). Entre otras cosas, la disposición sobre el aviso previo fija una fecha límite hasta la cual los titulares registrados de acciones ordinarias de la Compañía debe remitir a la Compañía las nominaciones de miembros de junta directiva con antelación a toda asamblea anual o especial de accionistas, y establece la información que el accionista debe incluir en el aviso a la Compañía.

Las Reformas están sujetas a la aprobación de la Bolsa de Valores de Toronto y la ratificación por parte de los accionistas de la Compañía, ratificación la cual se pretende obtener en la Asamblea Anual General y Especial de Accionistas de la Compañía por realizarse en noviembre 1 de 2013 en Bogotá, Colombia.

* * *

La Compañía ha radicado ante las autoridades reguladoras canadienses sus estados financieros consolidados auditados, el respectivo documento de Discusión y Análisis de la Administración, y el Formulario de Información Anual

a junio 30 de 2013 y para el año terminado 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 en Colombia, Ecuador, Brasil, Guyana y Perú. 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, el cual se incorpora al presente por referencia y está radicado 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.*

*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.*

*Las evaluaciones de reservas, con efecto en junio 30 de 2013, fueron realizadas por los evaluadores independientes de reservas de la Compañía DeGolyer and MacNaughton, Collarini Associates y Petrotech Engineering Ltd. y están conformes con el Instrumento Nacional 51-101 – Estándares de revelación para actividades de petróleo y gas. Las reservas se presentan netas antes de regalías en unidades de millones de barriles de petróleo equivalente usando un precio proyectado para petróleo y gas, ajustado según la calidad del crudo, en dólares de EE.UU. Los valores estimados pueden o no representar el valor razonable de mercado de los estimados de reservas.*

*Los "valores estimados" se definen como aquellos volúmenes producidos bajo un acuerdo de servicio en el cual la Compañía no tiene un un interés directo, pero que representa reservas atribuibles a la Compañía según el cálculo hecho usando un precio estimado de mercado sobre una base anual por la vida de las reservas. La Compañía tiene un contrato de servicio a riesgo con Ecopetrol S.A. en la formación Mirador en el campo Rancho Hermoso, por el cual recibe un precio fijo de tarifa por cada barril bruto producido. La Compañía también tiene una participación de capital del 25%, no operada, en un contrato de producción incremental en los campos Libertador y Atacapi en Ecuador, por el cual recibe un precio fijo de tarifa por cada barril incremental producido.*

*Para más información por favor póngase en contacto con:*
**Relaciones con Inversionistas**
**57-1-621 1747**
**Correo electrónico:** corozco@canacolenergy.com
http://www.canacolenergy.com