***Canacol anuncia un aumento del 275% en su ingreso durante los tres y seis meses terminados el 31 de Diciembre de 2010 comparado con los mismos períodos en el 2009***

CALGARY, ALBERTA- (Febrero 14 de 2011). Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Corporación"; TSX: CNE.V; BVC: CNE.C) anuncia que ha presentado sus estados financieros trimestrales para los tres y seis meses terminados el 31 de Diciembre de 2010, ("Estados Financieros") y su Informe de Discusión y Análisis de la Administración *"Management Discussion and Analysis"* ("MD&A"). Se pueden obtener copias de los documentos presentados a través de SEDAR en www.sedar.com. Todas las cifras están en miles de dólares de Estados Unidos, a menos que se indique lo contrario.

**ASPECTOS DESTACADOS**

Los resultados seleccionados que se incluyen a continuación deberán ser leídos en conjunto con los Estados Financieros de la Compañía y MD&A correspondiente.

**Para el trimestre terminado el 31 de Diciembre de 2010, la Corporación:**

- Logró un incremento del 275% en su ingreso con respecto al mismo periodo en el 2009 debido a un incremento considerable en la producción.

- Preparándose para la integración de los mercados bursátiles de Colombia, Chile y Perú, organizó una gira de presentación ante inversionistas potenciales, en conjunto con Citivalores S.A. Sociedad Comisionista de Bolsa en Colombia. Así mismo, la Corporación inició el proceso de inscripción en el Toronto Stock Exchange.

- Continuó con el desarrollo del campo Rancho Hermoso, lo cual comprendió:
  - La finalización de la perforación y prueba del pozo Rancho Hermoso 7. La formación Los Cuervos – Barco fue perforada y probada a una tasa bruta final de 5,019 bbl/d (1,255 bbl/d netos).
  - La finalización de la perforación y prueba del pozo Rancho Hermoso 9. El pozo RH 9 encontró 109 pies de arena neta petrolífera en 5 formaciones diferentes. La formación Mirador fue probada a una tasa de 6,750 bbl/d de crudo de tarifa.
  - Posterior al cierre del trimestre, la finalización de la perforación y prueba del pozo Rancho Hermoso 8. La formación Los Cuervos – Barco fue probada a una tasa estable final de 3,927 bbl/d (982 bbl/d netos).
  - Posterior al cierre del trimestre, la finalización de la perforación y prueba del pozo Rancho Hermoso 10. Dos de cuatro zonas han sido probadas, incluyendo la formación Ubaque la cual fue probada a una tasa estable final de 8,122 bbl/d (2,030 bbl/d netos) y la formación Guadalupe la cual fue probada a una tasa estable final de 10,944 bbl/d (2,736 bbl/d netos). Actualmente, la Corporación se encuentra probando la formación Los Cuervos – Barco, a la cual le seguirá la formación C7.
  - La Corporación está ampliando la capacidad de manejo de fluídos de las facilidades del campo con el fin de poder cubrir las necesidades de la futura perforación de desarrollo.

- Anunció programa de inversión de capital de US$106,000,000 para el año calendario 2011 calendar para las actividades de exploración y desarrollo en Colombia, Guyana, y Brasil. El presupuesto incluye:

- Perforar 39 pozos totales (13 pozos netos), los cuales incluyen 6 pozos de exploración y 33 pozos de evaluación y desarrollo,
- La adquisición de 650 kilómetros de sísmica 2D,
- La construcción de una facilidad de producción temprana en el descubrimiento Capella,
- La continua ampliación de las facilidades de producción en su campo operado Rancho Hermoso,
- El financiamiento de la participacion de la Corporación en el proyecto Oledoducto Bicentenario en Colombia.

**Posterior al trimestre terminado el 31 de Dicimebre de 2010, la Corporación:**

- La producción promedio neta para la Corporación a nivel mundial en el mes de enero de 2011 fue de 8,500 barriles de crudo por día ("bbl/d") aproximadamente, la cual incluye 2,700 bbl/d de producción neta después de regalías y 5,800 bbl/d de producción por tarifa. La producción promedio neta para la Corporación a nivel mundial para Febrero de 2011 a la fecha fue de 10,700 bbl/d aproximadamente, la cual incluye 3,200 bbl/d de producción neta después de regalías y 7,500 bbl/d de producción por tarifa, superior al promedio de 3,228 bbl/d (2,278 bbl/d de producción neta después de regalías y 950 bbl/d de producción por tarifa) aproximadamente, para los tres meses terminados el 31 de Diciembre de 2010.

- En Febrero 8, 2011, la Corporación logró una producción record neta de 13,500 bbl/d, la cual incluye 4,890 bbl/d de producción neta después de regalías y 8,610 bbl/d de producción por tarifa.

- Con los niveles actuales de producción aumentando más rápido de lo planeado, debido principalmente a un mejor comportamiento al esperado en los pozos recientemente perforados, y con la adición de 2 a 3 pozos al programa de perforación de Rancho Hermoso del 2011, la Corporación está actualmente revisando sus directrices de producción para el año calendario 2011.

- Continuar la perforación del pozo Apoteri K-2, el primer pozo de exploración en el Bloque Takutu en Guyana. El pozo K-2 está siendo perforado a una profundidad medida de 11,000 pies aproximadamente, a 600 metros de distancia del pozo Karanambo 1.

- Bajo los términos de un acuerdo de agencia a fecha de Enero 26 de 2011, la Corporación aprueba la venta y distribución de 36,300,000 de acciones ordinarias a un precio de C$1.38 por acción ordinaria. Al cierre, los ingresos brutos para la Corporación se estiman en C$50,094,000, antes de deducir los gastos estimados de emisión y comisiones de agente que suman C$2,505,000 aproximadamente. Adicionalmente, la Corporación le ha garantizado a los agentes una opción de compra adicional de hasta 5,445,000 acciones ordinarias a un precio de C$1.38 por acción ordinaria. Los ingresos de esta financiación serán usados en la perforación de 3 pozos adicionales en el campo Rancho Hermoso, y para adelantar el programa exploratorio en sus bloques de exploración COR 11 y 39 en la Cuenca del Alto Magdalena.

| RESULTADOS FINANCIEROS | Para los 3 meses terminados en dic. 31 de | | Para los 6 meses terminados en dic. 31 de | |
|---|---|---|---|---|
| | 2010 | 2009 | 2010 | 2009 |
| *(US$000), excepto datos de acciones* | | | | |
| **Ventas de petróleo y gas natural, netas** | | | | |
| Colombia[2] | 14.735 | 2.063 | 29.095 | 4.259 |
| Brasil [1] | 934 | 585 | 1.793 | 1.132 |
| | 15.669 | 2.648 | 30.888 | 5.391 |
| **Ingreso por tarifa** | 1.212 | 1.611 | 2.791 | 2.848 |
| **Interés y otros ingresos** | 247 | 265 | 498 | 886 |
| **Total ingresos** | 17.128 | 4.524 | 34.177 | 9.125 |
| **Efectivo de (usado en) actividades operativas permanentes** | 14.644 | 1.610 | 16.720 | 566 |
| Por acción - básico y diluido | 0.03 | 0.01 | 0.04 | 0.00 |
| **Pérdida neta por operaciones permanentes** | (13.835) | (4.157) | (16.437) | (4.803) |
| Por acción - básico y diluido | (0.03) | (0.01) | (0.04) | (0.02) |
| **Gastos de capital** | | | | |
| Colombia[2] | 19.451 | 6.638 | 25.592 | 9.422 |
| Brasil [1] | 380 | 379 | 725 | 582 |
| Guyana | 2.521 | 1.495 | 4.276 | 1.467 |
| Canadá | 51 | - | 51 | 75 |
| | 22.403 | 8.512 | 30.644 | 11.546 |
| **Total activos** | 185.635 | 102.728 | 185.635 | 102.728 |
| **Total pasivos a largo plazo** | 26.651 | 21.573 | 26.651 | 21.573 |
| **Promedio ponderado acciones en circulación** | | | | |
| Básico (000) | 446.475 | 303.312 | 438.368 | 242.073 |
| Básico y diluido (000) | 446.475 | 303.312 | 438.368 | 242.073 |

[1] Los resultados de Brasil fueron estimados con base en datos de la Agencia Nacional do Petróleo ANP.

[2] Conforme a los términos de uno de los contratos de mercadeo de petróleo crudo de Canacol ("el contrato de Hocol"), Canacol retiene la propiedad del petróleo en tránsito hasta que llega al ducto de exportación, lo cual puede tomar varios días, punto en el cual la propiedad se transfiere de Canacol a Hocol.
A finales de diciembre 31 de 2010, aproximadamente 58.350 bbls de petróleo en inventario estaban en tránsito y los respectivos ingresos y gastos fueron reconocidos después de diciembre 31 de 2010.

| RESULTADOS OPERATIVOS | Para los 3 meses terminados en dic. 31 de 2010 | | 2009 | | Para los 6 meses terminados en dic. 31 de 2010 | | 2009 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Colombia | Brasil (1) | Colombia | Brasil (1) | Colombia | Brasil (1) | Colombia | Brasil |
| **Volumen de ventas** | | | | | | | | |
| Petróleo crudo y LGN (bbl/d) | 2.161 | 117 | 298 | 105 | 2.222 | 120 | 371 | 108 |
| Gas natural (mcf/d) | - | - | - | - | | | - | - |
| Total (boe por día) | 2.161 | 117 | 298 | 105 | 2.222 | 120 | 371 | 108 |
| Total ventas a tarifa (bbl/d) | 950 | - | 1.614 | - | 1.102 | | 1.479 | |
| **Producción** | | | | | | | | |
| Petróleo crudo y LGN (bbl/d) | 2.193 | 117 | 313 | 105 | 1.938 | 120 | 321 | 108 |
| Gas natural (mcf/d) | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Total (boe por día) | 2.193 | 117 | 313 | 105 | 1.938 | 120 | 321 | 108 |
| Total producción a tarifa (bbl/d) | 1.113 | - | 1.651 | - | 1.170 | - | 1.514 | - |
| **Precios promedio de venta** | | | | | | | | |
| Petróleo crudo ($/bbl) (5) | 74.17 | 96.06 | 63.06 | 60.38 | 73.56 | 90.65 | 45.95 | 57.13 |
| Petróleo equivalente ($/boe) | - | - | - | - | - | - | - | - |
| **Ganancia operativa neta (US$/boe)** | | | | | | | | |
| Ingreso por venta de productos básicos (2) | 74.17 | 96.06 | 63.06 | 60.38 | 73.56 | 90.65 | 45.95 | 57.13 |
| Ingreso por tarifa (3) | 13.86 | - | 11.81 | - | 13.77 | - | 9.34 | - |
| Impuestos de ventas no reembolsables | - | (3.79) | - | (2.59) | - | (3.67) | - | (2.45) |
| Ganancia realizada en derivados financieros | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Regalías (5) | (5.56) | (5.75) | (5.05) | (7.15) | (5.68) | (5.69) | (3.10) | (6.77) |
| Transporte y procesamiento (3) | (6.55) | (18.07) | (2.76) | (13.65) | (4.45) | (14.77) | (7.27) | (12.91) |
| Acondicionamiento y reparación de pozos | (0.39) | - | (0.01) | (2.40) | (0.48) | - | (0.44) | (2.36) |
| Provisión de unidades de trabajo de PEM | - | - | - | (3.05) | - | - | - | (2.99) |
| Gastos operativos (4) | (10.75) | (35.54) | (13.25) | (33.16) | (13.90) | (34.16) | (10.61) | (31.18) |
| **Ganancia neta (5)** | 50.92 | 32.91 | 41.99 | (1.62) | 49.05 | 32.36 | 24.53 | (1.53) |

(1) Los resultados de Brasil se estimaron con base en datos de la Agencia Nacional do Petroleo ANP.

(2) El ingreso en Colombia por venta de productos básicos y por tarifa incluye el ingreso por transporte.

(3) Los cargos colombianos por transporte y procesamiento se refieren a producción con y sin tarifa.

(4) Los gastos operativos colombianos se refieren a volúmenes de producción con tarifa y sin tarifa.

(5) La "ganancia neta" por boe se calcula como ingresos netos de impuestos a las ventas y regalías, menos cargos por transporte y procesamiento, acondicionamiento y reparación de pozos, y gastos operativos, divididos por bbls vendidos. La ganancia neta no tiene definición estándar establecida por los GAAP y por tanto puede no ser comparable con medidas similares usadas por otras compañías. La administración estima que es una medición útil pues es común y usada por otras compañías que operan en la industria de petróleo y gas para obtener una comparación del desempeño general relativo entre compañías. La administración usa la medida para evaluar el desempeño general de la compañía en relación con el de sus competidores y para propósitos internos de planeación. En Colombia el volumen total de ventas para los tres meses terminados en diciembre 31 de 2010 fue 198,806 bbls (sin tarifa) y 87,415 bbls (con tarifa).

*Canacol es una compañía internacional de petróleo y gas, con sede en Canadá y operaciones en Colombia, Brasil y Guyana. Canacol se negocia públicamente en la Bolsa TSX Venture (TSXV: CNE) y en la Bolsa de Valores de Colombia (BVC:CNEC). Los reportes públicos de la Compañía pueden encontrarse en www.sedar.com.*

*Este comunicado de prensa puede contener planteamientos con el significado de disposiciones de salvaguarda, tal como están definidas en las Leyes y Normas de Valores. Los planteamientos anteriores están basados en las expectativas y creencias actuales de la administración de Canacol y están sujetos a una serie de riesgos e incertidumbres que pueden hacer que los resultados reales difieran sustancialmente de aquellos descritos arriba.*

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". Los planteamientos de proyecciones a futuro se basan en las opiniones y los estimados de la administración a la fecha en que los mismos se hacen y están sujetos a una variedad de riesgos e incertidumbres y otros factores que pueden hacer que los eventos o resultados reales difieran materialmente 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. 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. 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 producción 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 asociadas a 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 asociado a la realización de actividades internacionales, y otros factores, varios de los cuales están más allá del control de la Compañía. Un barril de petróleo equivalente (boe) se obtiene al convertir gas en petróleo a razón de seis mil pies cúbicos de gas a petróleo. Puede ser engañoso, especialmente si se usa aisladamente. La conversión del boe se basa en un método de conversión de equivalencia de energía principalmente aplicable en el punto de consumo y no representa un valor de equivalencia en el punto de producción, especialmente en varias jurisdicciones internacionales.

**Para información adicional, por favor póngase en contacto con:**

Sr. Brian Hearst, Vicepresidente Financiero
Teléfono: 403-237-9925
Correo electrónico: **bhearst@canacolenergy.com**

**Ni la Bolsa TSX Venture ni su Proveedor de Servicios de Regulación (según está definida esa expresión en las políticas de la Bolsa TSX Venture) aceptan responsabilidad por lo adecuado o preciso que sea este comunicado.**