TSX: CNE
BVC: CNE.C
Calgary, Alberta Mayo 17, 2011

Canacol anuncia un aumento del 378% en sus ingresos y del 323% en la producción diaria promedio para el tercer trimestre del 2011 comparado con el tercer trimestre del 2010

Canacol Energy Ltd. (“Canacol” o la "Corporación"; TSX: CNE; BVC: CNE.C) anuncia que ha presentado los estados financieros trimestrales interinos para los tres y nueve meses terminados el 31 de Marzo de 2011 (“Estados Financieros”) y el Informe de Discusión y Análisis de Gestión ("MD&A"). Copias de los documentos presentados pueden ser obtenidas vía SEDAR en la página web www.sedar.com. Todas las cifras están en miles de dólares de Estados Unidos, a menos que indique lo contrario.

ASPECTOS DESTACADOS

Los resultados seleccionados que se relacionan a continuación deberán ser leídos en conjunto con los Estados Financieros de la Corporación& “MDA” correspondiente:

Para el trimestre terminado el 31 de Marzo de 2011, la Corporación:

- Flujo de caja de actividades operacionales de $18 millones para el trimestre, antes de cambio en capital de trabajo (sin caja), comparado con $1.8 millones en trimestre anterior.

- Ingresos de $32.3 millones para el trimestre, un incremento del 378% comparado con el mismo período en el 2010.

- Producción diaria promedio de 10,187 barriles de crudo por día (“bbl/d”), comparado con 3,423 en el trimestre anterior y 2,407 en el mismo período en el 2010.

- Completó el listado en el “Toronto Stock Exchange” en Mayo 3 de 2011. Las acciones de Canacol continúan listadas bajo el símbolo “CNE”, y la deuda convertible de Canacol sigue listada bajo el símbolo “CNE.DB”.

- Recibió la aprobación formal por parte de la Agencia Nacional de Hidrocaburos (“ANH”) en tres nuevos contratos de Exploración y Producción (“E&P”) (Sangretoro, COR 11 y COR 39).
  - Sangretoro era anteriormente parte del Area de Evaluación Técnica de Pacaraná, y la conversión de esta área prospecto de crudo pesado en el Contrato de Exploración y Producción de Sangretoro le permite a la Corporación seguir adelante con sus planes de perforación en este bloque.
  - Los contratos de Exploración y Producción COR 11 y COR 39 establecieron una nueva área objetivo para la Corporación en el Valle del Alto Magdalena, cercana a los campos productores de crudo Guando y Abanico.

- Anunció que sus reservas probadas más probables (“2P) netas de participación operativa aumentaron en un 69% para el campo Rancho Hermoso, reporte a Diciembre de 2010. Las reservas netas 2P aumentaron a 2.219 millones de barriles de crudo, con un reemplazo de reservas 2P del 276%. El VPN10 antes de impuestos aumentó en un 182% a $144.2 millones.

- Cerró un “bought Deal” – “Colocación en firme” de C$57.6 millones (ingresos netos de C$54.7 millones) a través de la emisión de 41,745,000 de acciones ordinarias a un precio de C$1.38.

- Financió la participación del 0.5% en el proyecto de construcción del nuevo oleoducto, El Oleoducto Bicenteario de Colombia (“OBC”) a un costo de US$5 millones aproximadamente.

- La meta de Producción para el año calendario 2011 fue revisada al alza a un nuevo objetivo entre 10,500 y 11,500 bopd basados principalmente en el buen comportamiento de los pozos recientemente perforados en el campo operado de Rancho Hermoso en Colombia.

	Para los tres meses terminados en Marzo 31		Para los nueve meses terminados en Marzo 31	
RESULTADOS FINANCIEROS	**2011**	**2010**	**2011**	**2010**
(US$000s), excepto info de acciones				
Ventas Netas de Petróleo y Gas Natural				
Colombia [2]	22.321	3.722	51.416	7.932
Brazil [1]	1.131	1.270	2.924	2.402
	23.452	4.992	54.340	10.334
Ingresos por tarifa	8.677	1.607	11.468	4.452
Intereses y otros ingresos	196	165	694	1.059
Ingresos Totales	32.325	6.764	66.502	15.845
Caja de actividades operacionales	6.188	(4.561)	22.908	(3.886)
Por acción - básica y diluida	0,01	(0,01)	0,05	(0,01)
Pérdida neta por operaciones	(3.343)	(5.130)	(19.780)	(9.872)
Por acción - básica y diluida	(0,01)	(0,02)	(0,04)	(0,04)
Gastos de Capital				
Colombia [2]	15.820	2.042	41.412	11.530
Brazil [1]	187	1.623	912	2.175
Guyana	4.517	488	8.793	1.961
Canada	141	-	192	76
	20.665	4.153	51.309	15.742
Total Activos	266.498	96.066	266.498	96.066
Total Pasivos Largo Plazo	26.253	17.537	26.253	17.537
Promedio ponderado de acciones en circulación				
Basico (000s)	471.056	332.288	442.606	271.705
Basico and Diluido (000s)	471.056	332.288	442.606	271.705

[1] Los resultados en Brasil fueron estimados de acuerdo a la información de la Agencia Nacional de Petróleo ANP.

(2) Conforme a los términos de uno de los acuerdos de mercadeo de crudo de Canacol ("El Acuerdo de Hocol"), Canacol mantiene la propiedad del crudo en tránsito hasta que llega al ducto de exportación, lo cual puede tomar varios días, punto en el cual la popiedad se transfiere de Canacol a Hocol. A marzo 31 de 2011, habían 42,000 barriles de crudo en tránsito aproximadamente. Estos barriles han sido incluidos en los volúmenes de producción de la Corporación. Sin embargo, ingresos de $3,825 aproximadamente y gastos de $402 aproximadamente, asociados con estos barriles serán reportados en Abril cuando la propiedad sea transferida. Adicionalmente, la Corporación tenía 37,819 barriles de crudo aproximados en tanques. Los costos asociados con estos barriles son $395.

RESULTADOS OPERACIONALES	Para tres meses terminados en Marzo 31					Para nueve meses terminados en Marzo 31				
	2011			2010		2011			2010	
	Colombia		Brasil (1)	Colombia	Brasil (1)	Colombia		Brasil (1)	Colombia	Brasil
	No Tarifa	Tarifa				No Tarifa	Tarifa			
Volumen de Ventas										
Crudo y NGL (bbl/d)	3.161	-	132	211	126	2.211	-	124	318	114
Gas Natural (mcf/d)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total (boe/d)	3.161	-	132	211	126	2.211		124	318	114
Total ventas por tarifa (bbl/d)	-	6.899	-	1.562	-	-	3.006	-	1.511	
Producción										
Crudo y NGL (bbl/d)	3.032	-	132	732	126	2.297	-	124	456	114
Gas Natural (mcf/d)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total (boe/d)	3.032	-	132	732	126	2.297	-	124	456	114
Total producción por tarifa (bbl/d)	-	7.023	-	1.549	-	-	3.092	-	1.525	-
Precios de Venta Promedio										
Crudo ($/bbl) (5)	87,50	-	106,06	62,39	69,65	80,96	-	96,04	63,80	67,71
Crudo equivalente ($/boe)	-	-	-	-	-	-	-	-		-
Netback Operativo (US$/boe)										
Ingresos Ventas de commodities (2)	87,50	-	106,06	62,39	69,65	80,96	-	96,04	63,80	67,71
Ingresos por tarifa	-	13,89	-	11,53	-	-	13,66	-	13,36	-
Reembolsos por transporte de tarifa	-	0,08	-	4,95			0,27		1,06	
Impuestos de Venta no reembolsables	-	-	(4,19)	-	(6,77)	-	-	(3,85)	-	(3,89)
Regalías (5)	(7,00)	-	(6,89)	(5,00)	(5,74)	(6,48)	-	(6,11)	(5,10)	(5,83)
Transporte y procesamiento (3)	(9,40)	(0,18)	(14,98)	(4,02)	(14,35)	(8,94)	(0,47)	(14,84)	(3,16)	(13,41)
Workover de pozo & reparación	-	-	-	(0,03)	(2,93)	(0,18)	(0,22)	-	(0,69)	(2,39)
Provisión MEP	-	-	-	-	(3,72)	-	-	-	-	(3,02)
Gastos Operacionales (4) (5)	(13,45)	(2,09)	(32,81)	(5,90)	(27,94)	(19,69)	(3,13)	(33,69)	(11,61)	(27,05)
Netback (5)	57,65	11,70	47,19	47,44	8,20	45,67	10,11	37,55	43,24	12,12

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

(2) los Ingresos por venta de commodities en Colombia e Ingresos por Tarifa incluyen ingresos por tranporte.

(3) Los gastos de transporte y procesamiento en Colombia estan relacionados tanto a producción por tarifa como no-tarifa.

(4) Los gastos operacionales en Colombia están relacionados con los volúmenes de producción de tarifa y no-tarifa. .

(5) "Netback " por boe está calculado como ingresos netos de impuestos de venta y regalías, menos transporte y gastos de procesamiento, workover de pozo y reparaciones, y gastos operacionales y después dividido por los bbls vendidos. El Netback no tiene un significado estándar definido por GAPP y por lo tanto no puede ser comparado con métricas similares de otras compañías. La gerencia considera que esta métrica es util, dado que es utilizado por otras compañías que operan en la industria de petróleo y gas con el fin de brindar una comparación del comportamiento general entre compañías. La Gerencia utiliza esta métrica para medir el comportamiento general comparado con sus competidores y para usos de planeación interna. En Colombia, los volúmenes totales de ventas para los tres meses terminados en marzo 31 de 2011 fueron 284,460 bbls (no-tarifa) y 620,869 bbls (tarifa).

(3) $13.45 por bbl hace referencia a los gastos operacionales por boe en Colombia para el crudo producido en este trimestre. No tiene en cuenta un valor de $1,600 aproximadamente, relacionado con ajuste de balance de inventario incial de $6,504 el cual es incluido en los gastos operacionales totales en Colombian mostrados arriba

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.