CANACOL ENERGY LTD.

FORMULARIO 51-102F4

INFORME DE ADQUISICIÓN DE EMPRESA

ITEM 1 – Identidad de la Compañía

(a) Nombre y dirección de la compañía

Canacol Energy Ltd. ("**Canacol**" o la "**Compañía**")
4500, 525 - 8th Avenue S.W.
Calgary, Alberta T2P1G1

(b) Director Ejecutivo

Charle Gamba, Presidente y Director Ejecutivo
Teléfono: (403) 561-1648

ITEM 2 – Detalles de la adquisición

2.1 Naturaleza de la empresa adquirida

En diciembre 21 de 2012, Canacol adquirió todas las acciones ordinarias de clase "A" ("**Acciones Ordinarias de Shona**") y las acciones preferenciales de serie "A" ("**Acciones Preferenciales de Shona**") emitidas y en circulación de Shona Energy Company, Inc. ("**Shona**"), una compañía joven de petróleo y gas con sus acciones cotizadas en bolsa, a través de un plan de arreglo aprobado por la corte (el "**Arreglo**"), conforme a la *Ley de Sociedades Anónimas Comerciales* (Alberta), arreglo el cual involucra a Shona, sus accionistas y Canacol. Shona es una compañía internacional de exploración y producción de petróleo y gas con operaciones enfocadas en Colombia and Perú y las Acciones Ordinarias de Shona fueron negociadas en la Bolsa TSX Venture bajo el símbolo "SHO".

2.2 Fecha de la adquisición

La adquisición empresarial descrita en este Informe de Adquisición de Empresa cerró en diciembre 21 de 2012.

2.3 Contraprestación

Conforme a los términos del Arreglo, cada Acción Ordinaria de Shona fue intercambiada por C$0.0896 en efectivo y por 0.10573 de una acción ordinaria ("**Acción de Canacol**") de Canacol (la "**Contraprestación**"), y cada Acción Preferencial de Shona fue intercambiada por USD$100.00 en efectivo. La Contraprestación representa un valor de aproximadamente C$0.56 por cada Acción Ordinaria de Shona, con base en el precio promedio ponderado por volumen de las Acciones de Canacol en la Bolsa de Valores de Toronto (la "**TSX**") en los 15 días de negociación terminados en octubre 12 de 2012.

Conforme a los términos del Acuerdo de Arreglo, todos los titulares de derechos de adquisición de acciones de Shona tienen derecho a recibir, en vez del número de Acciones Ordinarias de Shona que de otro modo se emitirían al ejercicio de los mismos, el número de Acciones de Canacol ajustado con base en una razón de intercambio de 0.12587 de una Acción de Canacol posterior a la Consolidación por cada Acción de Shona, y el precio de ejercicio de los derechos de adquisición de acciones ha sido reducido con respecto a la razón de intercambio de 0.12587 de modo que los derechos mantienen su equivalencia económica.

En relación con el cierre del Arreglo, la Compañía celebró un convenio de crédito preferencial y garantizado con una filial de Credit Suisse por USD$45.000.000, cuyo producto fue usado para financiar los pagos en efectivo a los Titulares de Acciones Ordinarias de Shona y los Titulares de Acciones Preferenciales de Shona, así como para financiar los costos de las transacciones del Arreglo y la financiación. Esta línea de crédito tiene un término de un año, es pagadera en su totalidad al vencimiento, tiene un interés 15% anual pagadero trimestralmente, y está garantizada con los activos de Shona.

2.4 Efecto en la situación financiera

Como resultado del Arreglo, Canacol tenía aproximadamente 86.499.041 Acciones de Canacol emitidas y en circulación.

El efecto de la adquisición en la situación financiera de la Compañía se muestra con más detalle en los estados financieros pro forma consolidados no auditados anexos al presente como Anexo C.

2.5 Avalúos previos

No se obtuvo avalúo.

2.6 Partes de la transacción

No aplicable.

2.7 Fecha del informe

Enero 24 de 2013.

ÍTEM 3 – revelación financiera

Los siguientes estados se anexan al presente y forman parte de este informe:

(a) Los estados financieros consolidados auditados de Shona para el año terminado en diciembre 31 de 2011 y diciembre 31 de 2010 y enero 1 de 2010, junto con sus notas y el informe del auditor independiente sobre los mismos, adjuntos al presente como Anexo A. Canacol no ha solicitado el

consentimiento de Grant Thornton LLP para incluir su informe de auditor independiente en este informe y, por lo tanto, dicho consentimiento no ha sido dado.

(b) Los estados financieros intermedios consolidados condensados no auditados de Shona para los períodos de tres y seis meses terminados en junio 30 de 2012 y junio 30 de 2011, anexos al presente como Anexo B; y

(c) el estado pro forma consolidado no auditado de situación financiera de Canacol a junio 30 de 2012 y el estado pro forma consolidado no auditado de operaciones de Canacol para el año terminado en junio 30 de 2012, el cual da efecto al Arreglo, anexo al presente como Anexo C.

ANEXO A

SHONA ENERGY COMPANY

Estados financieros consolidados

Diciembre 31 de 2011

Informe del auditor independiente

Accionistas de Shona Energy Company, Inc.

Hemos auditado los estados financieros consolidados anexos de Shona Energy Company, Inc. y sus subsidiarias, que comprenden los estados financieros consolidados de situación financiera a diciembre 31 de 2011, diciembre 31 de 2010 y enero 1 de 2010, y los estados consolidados de operaciones y pérdida total, estados consolidados de cambios en el patrimonio y estados consolidados de flujos de caja para los años terminados en diciembre 31 de 2011 y diciembre 31 de 2010.

Responsabilidad de la administración con respecto a los estados financieros
La administración es responsable de la preparación y razonable presentación de estos estados financieros consolidados de acuerdo con los Estándares Internacionales de Reporte Financiero emitidos por la Junta Internacional de Estándares Contables, y del control interno que la administración determine que sea necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados libres de inexactitudes importantes, sean debidas a fraude o a error.

Responsabilidad del auditor
Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados con base en nuestras auditorías. Hemos realizado nuestras auditorías de acuerdo con los estándares de auditoría generalmente aceptados en Canadá. Esos estándares requieren que cumplamos con requisitos éticos y que planeemos y realicemos la auditoría para obtener una seguridad razonable sobre que los estados financieros consolidados están libres de inexactitudes significativas.

Una auditoría involucra la realización de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y las revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluida la evaluación de los riesgos de inexactitudes significativas de los estados financieros consolidados, sean debidas a fraude o a error. En la realización de estas evaluaciones de riesgos, el auditor considera el control interno pertinente en la elaboración y presentación razonable de los estados financieros consolidados por parte de la entidad, con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero no con el fin de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. Una auditoría también incluye la evaluación de la idoneidad de las políticas

contables usadas y la razonabilidad de los estimados contables hechos por la administración, así como la evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.

Creemos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido en nuestras auditorías es suficiente y apropiada para brindar una base para nuestra opinión como auditores.

Opinión
En nuestra opinión, los estados financieros consolidados presentan en forma razonable, en todos los aspectos importantes, la situación financiera consolidada de Shona Energy Company, Inc. y sus subsidiarias a diciembre 31 de 2011, diciembre 31 de 2010, y enero 1 de 2010, y su desempeño financiero y sus flujos de caja para los años terminados en diciembre 31 de 2011 y diciembre 31 de 2010, de acuerdo con los Estándares Internacionales de Reporte Financiero emitidos por la Junta Internacional de Estándares Contables.

Houston, Texas
Abril 27 de 2012

Shona Energy Company, Inc. y sus Subsidiarias

ESTADOS CONSOLIDADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA (dólares de EE.UU.)

ACTIVOS				
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y equivalentes de efectivo		$ 21.444.711	$ 4.536.927	$ 5.069.249
Efectivo restringido	2	1.330.000	-	190.000
Cuentas por cobrar		2.488.117	46.425	937.889
Gastos pagados por anticipado		346.804	235.135	13.336
Total activos corrientes		25.609.632	4.818.487	6.210.474
PROPIEDADES Y EQUIPO:				
Activos de petróleo y gas	7	63.013.346	43.674.314	7.923.140
Activos de exploración y evaluación	6	125.761	6.995.681	3.760.667
Inventario de tubería y equipo de petróleo y gas		614.300	1.348.802	144.267
Otras propiedades y equipos	8	194.182	71.899	47.343
Total propiedades y equipo		63.947.589	52.090.696	11.875.417
Agotamiento, depreciación y amortizaciòn acumulados		(3.255.808)	(1.615.956)	(625.943)
Propiedades y equipo - neto		60.691.781	50.474.740	11.249.474
OTROS ACTIVOS NO CORRIENTES:				
Efectivo restringido	2	732.501	1.852.209	1.330.000
Valor agregado y otros impuestos por cobrar		29.854	381.272	325.288
Inversiones	2	-	8.432.368	8.405.761
Depósitos reembolsables		7.548	7.548	82.548
TOTAL		$ 87.071.316	$ 65.966.624	$ 27.603.545
PASIVOS Y PATRIMONIO				
PASIVOS CORRIENTES:				
Cuentas por pagar		$ 2.861.971	$ 739.092	$ 958.195
Gastos causados		3.333.226	1.888.631	384.397
Porción corriente de deuda a largo plazo	10	2.496.793	1.808.824	-
Total pasivos corrientes		8.691.990	4.436.547	1.342.592
OBLIGACIÓN DE ABANDONO DE POZOS	9	1.763.469	750.889	156.053
DEUDA DE LARGO PLAZO	10	16.410.851	15.876.407	-
OTRAS OBLIGACIONES DE LARGO PLAZO		802.981	218.750	218.750
IMPUESTOS DE RENTA DIFERIDOS	13	4.576.754	5.984.796	-
PATRIMONIO:				
Capital accionario	14	102.545.355	1.638.345	1.088.740
Acciones preferenciales convertibles de serie A con dividendo del 10%	14	2.632.473	2.169.323	-
Derechos de adquisición de acciones	14	1.837.259	1.837.259	-
Superávit aportado	14	-	55.383.607	36.294.306
Déficit		(52.189.816)	(22.329.299)	(11.496.896)
Total patrimonio		54.825.271	38.699.235	25.886.150
TOTAL		$ 87.071.316	$ 65.966.624	$ 27.603.545

(1)Remítase a la nota 19 para los efectos de la adopción de los IFRS.
Las notas anexas son parte integrante de estos estados financieros auditados.

Shona Energy Company, Inc. y sus subsidiarias

ESTADOS CONSOLIDADOS DE OPERACIONES Y PÉRDIDA TOTAL
Año terminado en diciembre 31 de
(dólares de EE.UU.)

	Nota	2011	2010 [1]
INGRESOS POR GAS NATURAL		$ 4.009.054	$ 1.852.265
GASTOS OPERACIONALES:			
Gastos de producción		2.395.564	1.169.490
Agotamiento, depreciación y amortización	7,8	1.639.852	990.033
Gastos de exploración y evaluación		18.356.919	3.195.031
Generales y administrativos		9.497.584	5.825.296
Impuestos distintos al de renta		1.363.736	88.700
Total gastos operacionales		33.253.655	11.268.550
PÉRDIDA DE LAS OPERACIONES		(29.244.601)	(9.416.285)
OTRO INGRESO (GASTO):			
Costos financieros	12	(1.881.833)	(1.405.442)
Ingreso por intereses		65.392	45.498
Otro ingreso		17.695	22.799
PÉRDIDA NETA ANTES DE IMPUESTOS DE RENTA		(31.043.347)	(10.753.430)
GASTO DE IMPUESTO DE RENTA (BENEFICIO):			
Corriente	13	225.212	140.095
Diferido	13	(1.408.042)	(61.122)
PÉRDIDA NETA Y PÉRDIDA TOTAL		$ (29.860.517)	$ (10.832.403)
Pérdida por acción	18		
- Básica		$ (0,15)	$ (0,07)
- Diluida		$ (0,15)	$ (0,07)

[1] Remítase a la nota 19 para los efectos de la adopción de los IFRS.
Las notas anexas son parte integrante de estos estados financieros auditados.

Shona Energy Company, Inc. y sus Subsidiarias
ESTADOS CONSOLIDADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
(dólares de EE.UU.)

	Captial Accionario	Acciones preferenciales convertibles obligatoriamente redimibles [1]	Derechos de adquisición de acciones [1]	Superávit aportado [1]	Déficit [1]	Total [1]
SALDO - enero 1 de 2010	$ 1.088.740	$ -	$ -	$ 36.294.306	$ (11.496.896)	$ 25.886.150
Emisión de acciones conforme a planes de remuneración con acciones	16.635	-	-	727.334	-	743.969
Dividendos	-	-	-	(4.500.000)	-	(4.500.000)
Emisión de acciones ordinarias	120.000	-	253.587	2.626.413	-	3.000.000
Emisión de acciones preferenciales	-	2.169.323	-	-	-	2.169.323
Emisión de derechos de adquisición de acciones	-	-	1.583.672	-	-	1.583.672
Emisión de acciones ordinarias conforme a fusión con Geoproduction	412.970	-	-	20.235.554	-	20.648.524
Pérdida neta	-	-	-	-	(10.832.403)	(10.832.403)
SALDO - diciembre 31 de 2010	$ 1.638.345	$ 2.169.323	$ 1.837.259	$ 55.383.607	$ (22.329.299)	$ 38.699.235
Emisión de acciones conforme a planes de remuneración con acciones	25.000	-	-	1.337.391	-	1.362.391
Dividendos	-	463.150	-	(1.599.710)	-	(1.136.560)
Emisión de acciones ordinarias	63.195	-	-	4.416.807	-	4.480.002
Emisión de derechos de adquisición de acciones	-	-	9.745.860	-	-	9.745.860
Transacción de absorción inversa:						
Colocación privada emitida	32.236.970	-	-	-	-	32.236.970
Comisión de agente de colocación privada	(1.666.721)	-	-	-	-	(1.666.721)
Emisión conforme a transacción de absorción inversa	964.611	-	-	-	-	964.611
Intercambio de derechos de adquisición de acciones por acciones ordinarias	9.745.860	-	(9.745.860)	-	-	-
Reclasificar superávit aportado a capital accionario	59.538.095	-	-	(59.538.095)	-	-
Pérdida neta	-	-	-	-	(29.860.517)	(29.860.517)
SALDO - diciembre 31 de 2011	$ 102.545.355	$ 2.632.473	$ 1.837.259	$ -	$ (52.189.816)	$ 54.825.271

[1] Remítase a la nota 19 para los efectos de la adopción de los IFRS.
Las notas anexas son parte integrante de estos estados financieros auditados.

Shona Energy Company, Inc. y sus subsidiarias
ESTADOS CONSOLIDADOS DE FLUJOS DE CAJA
Año terminado en diciembre 31,
(dólares de EE.UU.)

	Nota	2011	2010 [1]
FLUJOS DE CAJA DE ACTIVIDADES OPERATIVAS:			
Pérdida neta		$ (29.860.517)	$ (10.832.403)
Ajustes para conciliar pérdida neta con efectivo neto usado en actividades operativas:			
Depreciación, agotamiento y amortización	7,8	1.639.852	990.033
Impuestos de renta diferidos		(1.408.042)	(61.122)
Gasto de remuneración no en efectivo	15	1.362.391	743.969
Incremento de acciones preferenciales convertibles de Serie A con dividendo del 10%	12	1.761.099	1.341.471
Obligación de abandono de pozos - gasto de aumento	9	116.616	63.971
Gasto de exploración y evaluación		9.296.161	3.195.031
Deterioro - inversión en Ramshorn		9.060.757	-
Cambios en activos y pasivos:			
Cuentas por cobrar		(2.363.532)	352.327
Impuestos al valor agregado por cobrar		351.418	(55.984)
Gastos pagados por anticipado		(111.669)	(43.413)
Depósitos		-	75.000
Cuentas por pagar		1.049.411	238.731
Gastos causados		1.477.395	749.728
Otras obligaciones a largo plazo		584.231	-
Gasto no en efectivo relacionado con absorción inversa		964.611	-
Efectivo neto usado en actividades operativas		(6.079.818)	(3.242.661)
FLUJOS DE CAJA DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:			
Compras de otras propiedades y equipo	8	(122.283)	(24.556)
Gastos de capital de petróleo y gas	6,7	(19.094.139)	(11.881.181)
Fusión con Geoproduction Oil & Gas LLC	4	-	431.225
Pago de pagaré de GSS	10	(1.818.575)	-
Aumento de Inversión en Ramshorn International		(628.389)	(26.607)
Disminución de efectivo restringido		(210.292)	(100.643)
Efectivo neto usado en actividades de inversión		(21.873.678)	(11.601.762)
FLUJOS DE CAJA DE ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:			
Producto de emisión de acciones ordinarias	14	35.050.251	3.000.000
Producto de emisión de acciones preferenciales	14	-	9.731.329
Producto de emisión de derechos de adquisición de acciones	14	9.745.860	1.583.672
Producto de préstamos solicitados	10	68.079	-
Dividendos pagados	14	(2.910)	(2.900)
Efectivo neto provisto por actividades de financiación		44.861.280	14.312.101
AUMENTO (DISMINUCIÓN) NETO EN EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO		16.907.784	(532.322)
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO, comienzo del año		4.536.927	5.069.249
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO, fin del año		$ 21.444.711	$ 4.536.927
Revelación adicional de información de flujo de caja:			
Impuestos de renta pagados		$ 19.213	$ 22.196
Intereses pagados		$ 283.873	$ -

[1] Remítase a la nota 19 para los efectos de la adopción de los IFRS.
Las notas anexas son parte integrante de estos estados financieros auditados.

Shona Energy Company, Inc. y sus subsidiarias
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
Para los años terminados en diciembre 31 de 2011 y 2010
(dólares de EE.UU.)

NOTA 1 - NATURALEZA Y CONTINUACIÓN DE LAS OPERACIONES

Shona Energy Company Inc. (antes Rodeo Capital II Corporation ("Rodeo")) fue constituida conforme a la Ley de Sociedades Comerciales (Alberta) en noviembre 23 de 2010. Rodeo empezó cotizando en la Bolsa de Valores TSX Venture como una *Capital Pool Company* en febrero 8 de 2011. En septiembre 20 de 2011, Rodeo pasó de Alberta a Columbia Británica y en septiembre 27 de 2011, fue adquirida por Shona Energy Company ("Anterior Shona") en una transacción de absorción inversa (ver la Nota 3), por la cual Rodeo, su subsidiaria totalmente propia, 0910703 British Columbia Ltd, la Anterior Shona y su subsidiaria totalmente propia, 0910803 British Columbia Ltd. se fusionaron como una sola compañía. La compañía producto de la fusión adoptó el nombre de Shona Energy Company Inc. ("Shona" o la "Compañía"). Shona empezó a cotizar en octubre 3 de 2011 en la Bolsa TSX Venture bajo el símbolo SHO. Como resultado de la absorción inversa, estos estados financieros consolidados reflejan la situación financiera, los resultados de las operaciones y los flujos de caja de la Anterior Shona.

Shona está principalmente dedicada a la adquisición, exploración y desarrollo de petróleo, gas y líquidos de gas natural. La Compañía fue constituida conforme a las leyes del Estado de Delaware en diciembre 7 de 2006. Posteriormente, como resultado de la transacción de absorción inversa, la compañía fusionada resultante, ahora llamada Shona Energy Company, Inc., se constituyó en Columbia Británica. La sede principal y la principal oficina ejecutiva de la Compañía está situada en 675 Bering, Suite 300, Houston, TX 77057 y la oficina registrada está situada en 2200-1055 West Hastings Street, Vancouver BC V6E 2E9, Canadá. Todas las operaciones de la Compañía, salvo su sede principal, están en países distintos a Estados Unidos. Las operaciones de la Compañía están situadas en Perú y Colombia. A continuación se presenta una descripción de cada una:

Perú —La Compañía tiene efectivamente una participación en la explotación del 36.5% en la Licencia para el Bloque 102 situado en la Cuenca Marañón en Perú a través de su propiedad directa de una participación y su control de todas las acciones ordinarias de clase B de Ramshorn International Limited. Los otros propietarios de participaciones en la explotación son Pluspetrol E&P SA con el 51% y Andean Oil and Gas S.A.C. con el 12.5%. Ver Nota 16.

Colombia — La Compañía tiene una participación en la explotación del 100% en la Licencia para el Bloque Esperanza en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia. Este fue el resultado de la adquisición que tuvo lugar en febrero 1 de 2010, en la cual la Compañía se fusionó con Geoproduction Oil & Gas LLC ("Geoproduction") y compró todos sus intereses de propiedad, con lo cual aumentó su participación en el Bloque Esperanza de 50% al 100%. Ver Notas 4 y 16.

La Compañía efectivamente tiene una participación en la explotación del 37.5% en la Licencia para el Bloque Serranía en la Cuenca Caguán Vaupés en Colombia. En

septiembre 15, 2008, la Compañía obtuvo del gobierno de Colombia el 100% de la participación en la explotación en la Licencia para el Bloque Serranía en la Cuenca Caguán Vaupés en Colombia y desde diciembre 31 de 2010, tuvo la propiedad del 100% de la Licencia, con sujeción a las transacciones descritas a continuación. Conforme a los términos de la Licencia, la Compañía estaba obligada a reprocesar los datos de sísmica existentes y adquirir y procesar 100 kilómetros de sísmica de 2D en el Bloque en la primera fase. En mayo 2009, la Compañía cedió un 50% de la participación en la explotación a Hupecol Operating LLC ("Hupecol"). Como contraprestación por esta participación, Hupecol pagó 75% de los costos de la primera fase de la Licencia. En junio de 2009, la Compañía cedió el 12.5% de la participación en la explotación en esta Licencia a Houston American Energy ("HAE") a cambio del pago por parte de HAE del 25% de los costos del programa de sísmica en la primera fase de la Licencia. La Compañía ha cumplido sus obligaciones conforme a los términos de la Licencia para la primera fase y ha decidido proceder con la segunda fase. Tanto Hupecol como HAE han decidido participar en la segunda fase. En la segunda fase la Compañía y sus socios están obligados a perforar un pozo de exploración, el cual será perforado a finales del 2012 o principios del 2013. La Compañía será responsable de su 37.5% de los costos de este pozo. Ver Nota 16.

La Compañía es dueña de una participación del 37.5% en la licencia de exploración y explotación de Los Picachos la cual cubre 86.236 acres y es adyacente al Bloque Serranía en el norte y el occidente. Esta licencia surgió de un Área de Evaluación Técnica en mayo de 2011. Ver Nota 16.

La Compañía es dueña de una participación del 37.5% en la licencia de exploración y explotación Macaya la cual cubre 195,250 acres y es adyacente al Bloque Serranía en el sureste. Esta licencia también surgió de un Área de Evaluación Técnica en mayo de 2011. Ver Nota 16.

NOTA 2 – RESUMEN DE POLÍTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

Principios de consolidación

Los estados financieros consolidados incluyen las cuentas de la Compañía y sus subsidiarias completamente propias o controladas. Todas las cuentas y transacciones significativas entre compañías han sido eliminadas en la consolidación.

Base de presentación y manifestación de cumplimiento

La Compañía ha preparado sus estados financieros conforme a los Estándares Internacionales de Reporte Financiero y sus interpretaciones (en conjunto denominados los "IFRS"), tal como son emitidos por la Junta Internacional de Estándares Contables ("IASB"). La información comparativa ha sido reexpresada de los principios de contabilidad generalmente aceptados en EE.UU. ("PCGA de EE.UU.") para cumplir con los IFRS. En estos estados financieros consolidados, la expresión "PCGA de EE.UU." se refiere a los PCGA de EE.UU. antes de la adopción de los IFRS.

Estos estados financieros consolidados han sido preparados de acuerdo con IFRS aplicables a la preparación de estados financieros, IFRS 1, "Adopción por primera vez de los Estándares Internacionales de Reporte Financiero". Con sujeción a ciertas opciones de transición reveladas en la Nota 19, la Compañía ha aplicado consistentemente las mismas

políticas contables en su primer estado de situación financiera conforme a los IFRS a enero 1 de 2010 (“fecha de transición”) y en todos los períodos presentados, como si estas políticas siempre hubieran estado en efecto. La Nota 19 revela el impacto de la transición a los IFRS en el patrimonio reportado y la pérdida total integral de la Compañía. Las cifras comparativas para 2010 en estos estados financieros han sido reexpresadas para dar efecto a estos cambios.

Las políticas que siguen son aquellas aplicadas en la preparación de los estados financieros consolidados para el período terminado en diciembre 31 de 2011. Las políticas se basan en los IFRS emitidos y en circulación a diciembre de 2011.

Estos estados financieros consolidados se presentan en dólares de EE.UU., la cual es la moneda funcional de la Compañía.

La Compañía tiene solamente un segmento, concretamente la exploración, el desarrollo y la producción de petróleo y gas natural.

Los Estados financieros consolidados fueron autorizados para su emisión en abril 24 de 2012 por parte de la Junta Directiva.

Efectivo y equivalentes de efectivo

El efectivo y equivalentes de efectivo incluye depósitos a la vista, cuentas de mercado monetario, y valores con vencimientos de tres meses o menos al momento de su compra. A diciembre 31 de 2011, nuestro efectivo y equivalentes de efectivo superó lo que tiene seguro federal.

Efectivo restringido

A diciembre 31 de 2011, la Compañía tiene tres certificados de depósito que actúan como garantía de cartas de crédito irrevocables. El primer certificado, con un monto de capital de $980,000 en la Northern Trust Company, fue comprado en mayo 11 de 2010, vence en febrero 20 de 2012, y causa interés en forma mensual a una tasa anual de 0.145%. Este depósito es garantía de una carta de crédito exigida conforme a los términos de la licencia para el Bloque Esperanza en Colombia. El segundo certificado de depósito por un monto de $150,000 en el Banco de Occidente en Panamá tiene interés a una tasa anual de 3.75% y vence en mayo 1 de 2013. El tercer certificado de depósito por un monto de $350,000 en el Helm Bank en Bogotá tiene interés a una tasa anual de 5.5% y vence en agosto 31 de 2012. Este depósito en el Helm Bank en Bogotá es garantía de una carta de crédito exigida conforme a los términos de la Licencia para el Bloque Serranía en Colombia.

Además, la Compañía tiene una cuenta con un monto de $582,501 en Fiduciaria de Occidente en Bogotá con interés a una tasa variable y está sujeta a una comisión para la fiduciaria de 1.35%. La Compañía debe mantener y aportar recursos a esta cuente a lo largo del tiempo en previsión del abandono de los pozos perforados en el Bloque Esperanza en Colombia.

Valor razonable

Los instrumentos financieros de la Compañía consisten principalmente en efectivo y equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar, cuentas por pagar y pagarés por pagar. A

diciembre 31 de 2011, el valor razonable del efectivo y equivalentes de efectivo, las cuentas por cobrar y las cuentas por pagar de la Compañía se aproximan a sus valores en libros debido a la naturaleza de corto plazo de estos instrumentos. A diciembre 31 de 2011, el valor razonable del pagaré por pagar de la Compañía se aproxima a su valor en libros debido al hecho de que la tasa de interés establecida es comparable a las tasas vigentes del mercado.

Reconocimiento de ingresos

Los ingresos por gas se reconocen cuando la producción es vendida a un comprador a un precio fijo o determinable, se ha dado la entrega, el título ha sido transferido y la posibilidad de recaudar el ingreso es probable. La entrega ocurre y el título es transferido cuando la producción ha sido entregada a un gasoducto. Los ingresos son registrados sobre la base de una participación bruta en la explotación antes de la deducción de regalías. Las regalías pagadas o debidas se registran como un cargo a los gastos de producción.

De tiempo en tiempo la Compañía experimenta desequilibrios de gasoducto con el comprador respecto de sus ventas provenientes del Bloque Esperanza en Colombia. Estos desequilibrios normalmente son pequeños y se corrigen en un breve período de tiempo.

Activos de Exploración y Evaluación ("Activos de E&E")

Todos los costos directamente relacionados con la exploración y evaluación de reservas de petróleo crudo y gas natural inicialmente se capitalizan área por área. Los costos de exploración y evaluación son aquellos gastos para un área donde la factibilidad técnica y viabilidad comercial aún no han sido determinadas. Estos costos incluyen costos de adquisición, costos geológicos y geofísicos, costos de exploración y perforación, costos operativos consecuenciales y costos de préstamos relacionados con los activos que califiquen.

Cuando se determina que un área es técnicamente factible y comercialmente viable, los costos acumulados se transfieren a activos de petróleo y gas. Cuando se determina que un área no es técnicamente factible y comercialmente viable, o la Compañía decide no continuar con su actividad, los costos irrecuperables se cargan contra el ingreso neto como gasto de exploración y evaluación.

Activos de petróleo y gas ("Activos de P&G")

Todos los costos relacionados con el desarrollo de reservas de petróleo crudo y gas natural se capitalizan área por área. Los activos de petróleo y gas incluyen gastos para áreas donde la factibilidad técnica y viabilidad comercial han sido determinadas. Estos costos incluyen adquisiciones de propiedades probadas, desarrollo perforación, completamiento, recolección e infraestructura, costos de abandono de pozos y transferencias de activos de exploración y evaluación. Las reparaciones y el mantenimiento se registran como gasto al incurrir en ellos.

Los costos acumulados dentro de cada área se agotan usando el método de unidad de producción basado en las reservas probadas más probables usando precios y costos futuros estimados. Los costos sujetos a agotamiento incluyen los costos futuros estimados en que se incurra para el desarrollo de reservas probadas más probables. Los costos de grandes proyectos de desarrollo se excluyen de los costos sujetos a agotamiento hasta que son disponibles para su uso. Para la desinversión en propiedades, se reconoce una ganancia o pérdida en ingreso neto. Los intercambios de propiedades se miden al valor

razonable, a menos que la transacción carezca de sustancia comercial o que el valor razonable no pueda ser medido confiablemente. Cuando el intercambio se mida a valor razonable, se reconoce una ganancia o pérdida en ingreso neto.

Los costos relacionados con el desarrollo y la producción de Activos de P&G y los costos de Activos de E&E que han sido transferidos se acumulan en unidades generadoras de efectivo ("UGE") sobre la base del área geográfica, teniendo en cuenta la infraestructura operacional del área (como oleoductos o gasoductos, instalaciones y puntos de venta), y son el nivel más bajo en el cual hay flujos de caja identificables que son en buena medida independientes de los flujos de caja de otros grupos de activos. La Compañía actualmente tiene una UGE: el Bloque Esperanza.

Al final de cada período de reporte, la Compañía evalúa la UGE en búsqueda de circunstancias que indiquen que los activos puedan estar deteriorados. Si tal indicación de deterioro existe, la Compañía hace una estimación de su monto recuperable. El monto recuperable de una UGE es el mayor entre su valor razonable menos costos de venta y su valor en uso.

Al evaluar el valor en uso, los flujos de caja futuros estimados se descuentan a su valor presente neto usando una tasa de descuento antes de impuestos que refleje las estimaciones actuales del mercado sobre valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos del activo. El valor en uso generalmente se calcula por referencia al valor presente de los flujos de caja futuros que se espera obtener de las reservas probadas y probables.

El valor razonable menos el costo de venta se determina como el monto que habría sido obtenido de la venta de una UGE en una transacción en condiciones normales de mercado entre partes conocedoras y dispuestas. El valor razonable menos el costo de venta de activos de petróleo y gas generalmente se determina como el valor presente neto de los flujos de caja futuros estimados que se espera que se deriven del uso continuado de la UGE, incluidos los proyectos de expansión y la eventual disposición de los mismos, usando supuestos que un participante independiente en el mercado puede tomar en cuenta. Estos flujos de caja se descuentan mediante una tasa de descuento apropiada que sería aplicada por el participante en el mercado para llegar a un valor presente neto de la UGE.

Una pérdida por deterioro se reconoce si el valor en libros de un activo o su UGE excede su monto recuperable estimado. Las pérdidas por deterioro se reconocen en el estado de operaciones. Las pérdidas por deterioro reconocidas con respecto a las UGE se asignan primero a reducir el valor en libros de todo crédito mercantil asignado a las unidades y después a reducir el valor en libros de los otros activos en la UGE a prorrata.

Una pérdida por deterioro con respecto al crédito mercantil no se reversa. Con respecto a activos de P&G, las pérdidas por deterioro reconocidas en años previos se evalúan en cada fecha de reporte en busca de indicaciones de que la pérdida ha disminuido o ya no existe. Una pérdida por deterioro se reversa si ha habido un cambio en los estimados usados para determinar el monto recuperable. Una pérdida por deterioro se reversa solamente en la medida en que el valor en libros del activo no exceda del valor en libros que habría sido determinado, neto de agotamiento y depreciación o amortización, si no se hubiera reconocido una pérdida por deterioro.

Durante el año terminado en diciembre 31 de 2011 y 2010, la Compañía no registró deterioros de activos de petróleo y gas.

La Compañía deprecia sus instalaciones comunes de producción y estaciones de recolección usando el método de depreciación de línea recta basado en la vida útil de los activos, la cual es de 7 años.

Otras propiedades y equipos

La Compañía registra las propiedades que no son de petróleo y gas (como maquinaria y equipo) a costo menos depreciación y cualquier cargo por deterioro. La depreciación se calcula usando el método de línea recta sobre las vidas útiles estimadas de las propiedades y el equipo. Las vidas útiles de las propiedades son las siguientes:

	Vida
Maquinaria y equipo	7 años
Muebles y enseres	5 - 7 años

Los activos de larga vida que se tienen y usan o de los cuales se dispone en forma distinta a su venta se revisan para identificar deterioro cuando quiera que eventos o cambios de circunstancias indiquen que el valor en libros no pueda ser recuperable. Cuando se requiera, las pérdidas por deterioro de activos que se tengan y usen o de los cuales se disponga en forma distinta a su venta se reconocen con base en el valor razonable del activo. Los activos de larga vida de los cuales se disponga mediante su venta se reportan al menor valor entre el valor en libros y el valor razonable menos los costos de venta.

Capitalización de costos de préstamos

Los costos de préstamos directamente atribuibles a la adquisición, la construcción o la producción de un proyecto importante que requiera un período de tiempo sustancial para prepararse para su uso previsto o su venta se capitalizan y se suman al costo del proyecto hasta el momento en que el proyecto esté sustancialmente listo para su uso previsto.

Cuando los fondos sean solicitados en préstamo específicamente para financiar un proyecto, el monto capitalizado representa el costo real de préstamo en que se ha incurrido. Todos los demás costos de préstamos se reconocen como un gasto en el estado consolidado de operaciones e ingreso total en el período en el cual se incurre en ellos.

Obligaciones de abandono de pozos ("OAP")

Las actividades de la Compañía dan lugar a actividades de desmantelamiento, retiro y remediación de la perturbación del sitio. Se hace una provisión para los costos estimados de restauración del sitio y se capitaliza en la categoría de activo respectiva.

Las obligaciones de abandono de pozos se miden al valor presente del mejor estimado de la administración de los gastos requeridos para cancelar la obligación presente a la fecha del balance. Después de la medición inicial, la obligación se ajusta al final de cada período para reflejar el paso del tiempo y los cambios en los flujos de caja futuros estimados subyacentes a la obligación. El aumento en la provisión debido al paso del tiempo se reconoce como un aumento de costos de financiación en el estado de

operaciones en tanto que los aumentos o disminuciones debidos a cambios en los flujos de caja futuros estimados se capitalizan. Los costos reales en que se incurre al cancelar la obligación de abandono de pozos se cargan contra la provisión en la medida en que la provisión haya sido establecida.

Inversiones

En diciembre 12, 2006, la Compañía adquirió todas las acciones ordinarias Clase B (100 acciones) de Ramshorn International Limited (matriz de Ramshorn International Limited, Sucursal del Perú), una subsidiaria indirecta de Nabors Industries, Ltd., a cambio de la emisión de 15.000.000 acciones ordinarias de la Compañía. El intercambio de acciones con Ramshorn International Limited se registró como una inversión basada en el valor razonable de mercado de las acciones de la Compañía en la fecha de emisión ($0.50 por acción). El impacto económico del arreglo fue el aumento de la participación de la Compañía en el Bloque 102 en tanto las acciones ordinarias de Clase B representan la participación total de Ramshorn en dicho bloque.

Esta es una inversión en una propiedad de petróleo y gas en la fase de exploración y evaluación, fase en la cual la Compañía no tiene disponibles suficientes factores económicos para estimar su valor razonable. Las acciones no otorgan derechos de voto en Ramshorn International salvo en lo relacionado con el Bloque 102. Las acciones no se negocian en ninguna bolsa y la posibilidad de su venta está altamente restringida mediante compromisos relacionados con su emisión original a la Compañía. A diciembre 31 de 2011, la Compañía deterioró completamente su inversión en el Bloque 102 con base en los resultados limitados del pozo Boa Oeste IX. La Compañía también castigó su inversión en acciones de Clase B y cargó $9.060.757 a gasto de exploración y evaluación.

Costos de financiación

Los costos de financiación consisten en gastos de interés en préstamos e incremento de la obligación de abandono de pozos. Ver Nota 12.

Impuestos de renta

El gasto de impuesto de renta comprende el impuesto de renta corriente y el diferido. El gasto de impuesto de renta se reconoce en el estado de operaciones excepto en la medida en que se relacione con ítems reconocidos directamente en otro ingreso total o patrimonio, en cuyo caso se reconoce en otro ingreso total o patrimonio.

El impuesto de renta corriente es el impuesto esperado por pagar sobre el ingreso gravable para el año, usando tasas de impuesto promulgadas o sustancialmente promulgadas a la fecha de reporte en los países en los cuales la Compañía opera y genera ingreso gravable, y todo ajuste al impuesto por pagar con respecto a años anteriores.

Los impuestos de renta diferidos se registran de acuerdo con el método del pasivo. Conforme al método del pasivo, los impuestos de renta diferidos se determinan con base en las leyes y tasas tributarias promulgadas aplicadas a las diferencias entre el estado financiero y las bases gravables de los activos y pasivos. Los activos por impuesto diferido se castigan cuando es más probable que una porción de los activos por impuesto diferido, o todos ellos, no serán realizados. Ver Nota 13.

Los activos y pasivos por impuesto diferido se compensan cuando hay un derecho legalmente exigible de compensar los activos por impuestos corrientes contra pasivos por impuestos corrientes, y los impuestos diferidos se relacionan con la misma entidad gravable y la misma autoridad tributaria.

El impuesto diferido relacionado con inversiones en subsidiarias no se da si la reversión de estas diferencias temporales puede ser controlada por la Compañía, y es probable que la reversión no se dé en el futuro previsible.

Cuando la realización de los activos de impuestos diferidos depende de utilidades futuras, la Compañía reconoce pérdidas de ejercicios anteriores y otros activos de impuestos diferidos solamente en la medida en que sea probable la realización del beneficio tributario relacionado a través de utilidades gravables.

Conversion de moneda extranjera

El dólar de EE.UU. ha sido determinado como la moneda funcional para todas las operaciones de la Compañía. Las transacciones en monedas distintas al dólar de EE.UU. se convierten a dólares de EE.UU. a las tasas predominantes en las fechas de las transacciones. Los saldos de activos y pasivos monetarios a diciembre 31 de 2011 y 2010, en moneda distintas al dólar de EE.UU. se convierten en dólares de EE.UU. a las tasas predominantes en esas fechas. Los ítems de ingreso, gasto y gastos de capital se convierten en dólares de EE.UU. usando un promedio de las tasas para el período. La conversión de ganancias y pérdidas en moneda extranjera se reconocen en el estado de operaciones. Durante 2011 y 2010, respectivamente, $19,491 y $209,222 fueron reconocidos como pérdida en moneda extranjera en el estado de operaciones.

Remuneración basada en acciones

La remuneración basada en acciones se registra de conformidad con el IFRS 2, "Pago basado en acciones". La remuneración recibida en acciones se registra proporcionalmente, sobre el período de servicio, con base en el valor razonable a la fecha de otorgamiento, el cual es el valor de la acción en esa fecha según lo determinado por la Compañía. Las bonificaciones basadas en acciones que se pagan en acciones y maduran en un período de tiempo se consideran un reconocimiento separado para el cálculo del valor razonable, y el valor razonable resultante se amortiza por el período de maduración de la porción respectiva. Las bonificaciones basadas en acciones que se pagan en efectivo y maduran en un período de tiempo se miden al valor razonable de la fecha de otorgamiento y hasta que el pasivo sea cancelado el valor razonable es nuevamente medido al final del período de reporte y a la fecha de la cancelación, y los cambios en el valor razonable se reconocen en ingreso o pérdida para el período.

Ganancias por acción

Los montos básicos por acción se calculan dividiendo la ganancia o pérdida atribuible a los accionistas de la Compañía por el número promedio ponderado de acciones en circulación durante el año. Los montos diluidos por acción se determinan mediante el ajuste de la ganancia o pérdida atribuible a titulares de acciones ordinarias y el número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación para efectos de todas las acciones ordinarias potenciales dilusivas, que consisten en acciones preferenciales convertibles y derechos de adquisición de acciones.

Instrumentos financieros compuestos

Los instrumentos financieros compuestos emitidos por la Compañía consisten en deuda convertible que puede ser convertida en acciones ordinarias a opción del titular y el número de acciones por emitir no varía con los cambios en su valor razonable. El componente de pasivo de un instrumento financiero compuesto se reconoce inicialmente al valor razonable de un pasivo similar que no tenga una opción de conversión en capital. El componente de capital se reconoce inicialmente como la diferencia entre el valor razonable del instrumento compuesto como un todo y el valor razonable del componente de pasivo. Todos los costos de transacción directamente atribuibles se asignan a los componentes de pasivo y capital en proporción a sus valores iniciales en libros. Después del reconocimiento inicial, el componente de pasivo de un instrumento financiero compuesto se mide al costo amortizado usando el método de interés efectivo por el cual el aumento de la obligación se registra como gasto en costos de financiación. El componente de capital de un instrumento financiero compuesto no se vuelve a medir después del reconocimiento inicial.

Uso de estimados

La preparación de estados financieros de conformidad con los IFRS requiere que la administración haga estimados y asuma supuestos que afectan los montos reportados de activos y pasivos y la revelación de activos y pasivos contingentes a la fecha de los estados financieros y los montos reportados de ingresos y gastos durante el período de reporte. Los resultados reales pueden diferir de estos estimados. Los estimados se usan, entre otras cosas, para el cálculo de depreciación, agotamiento y amortización ("DA&A"), el análisis de deterioros, impuestos de renta y responsabilidad por obligaciones de abandono de pozos.

Depreciación, agotamiento y amortización – El cálculo de DA&A incluye estimados de vidas útiles de activos y costos de desarrollo futuro para activos de petróleo y gas. La Compañía actualiza estos estimados anualmente cuando se prepara su reporte de reservas y en otros momentos si las circunstancias indican que ha ocurrido un cambio significativo que podría cambiar el cálculo de DA&A. La incertidumbre de la estimación se relaciona con estos factores al calcular el gasto de DA&A.

Deterioro de activos de petróleo y gas – Al evaluar el deterioro, la Compañía estima el monto recuperable de cada unidad generadora de efectivo con base en los flujos de caja futuros esperados y usa una tasa de interés para descontarlos. La incertidumbre de la estimación existe en relación con el monto y la oportunidad de la producción futura, los pozos actuales y futuros, el precio por recibir cuando la producción sea vendida, y el monto de costos futuros de desarrollo y producción. La Compañía actualiza sus estimados en forma anual cuando su reporte de reservas es preparado y en otro momento si las circunstancias indican que ha ocurrido un cambio significativo que podría cambiar el cálculo de deterioro.

Pasivo por impuesto de renta – Al determinar el monto, si lo hay, de activos de impuesto de renta por reconocer, la Compañía estima el monto del ingreso gravable futuro en cada jurisdicción tributaria para determinar si espera realizar los activos mediante ingreso gravable futuro. Existe incertidumbre en relación con los componentes de estos cálculos como los volúmenes y precios de producción futuros, los costos operativos y de desarrollo futuros, y los costos generales futuros. Además, la Compañía hace estimados

para el gasto corriente de impuesto de renta para el año corriente. Hay incertidumbre en relación con los componentes del ingreso gravable incluidos los volúmenes u precios de producción, los costos operativos y los costos generales.

Pasivo por obligación de abandono de pozos – La medición inicial de las obligaciones de abandono de pozos a valor razonable se calcula usando técnicas de flujo de caja descontado y con base en estimados internos de costos de abandono futuros relacionados con propiedades de petróleo y gas. Los estimados significativos usados en el cálculo de obligaciones de abandono de pozos incluyen costos estimados de taponamiento de pozos y desmantelamiento de instalaciones y la fecha estimada en que los pozos cesarán de producir y las instalaciones serán abandonadas. Se hacen revisiones posteriores debidas a cambios en estos factores cuando se determina que uno o más estimados han cambiado. Hay incertidumbre en la estimación con respecto a todos estos factores.

Combinaciones de negocios - La Compañía usa técnicas de valoración al determinar los valores razonables de los varios elementos de una combinación de negocios, incluido el valor razonable de activos de exploración y evaluación, activos de petróleo y gas y el valor de la contraprestación dada.

Valor razonable de instrumentos financieros - La Compañía aplica técnicas de valoración para determinar el valor razonable de instrumentos financieros cuando no hay disponibles cotizaciones activas de mercado. Esto requiere que la administración desarrolle estimados y supuestos basados en información aportada por el mercado, usando datos observables que los participantes en el mercado podrían usar al determinar el precio del instrumento. Cuando tales datos no son observables, la administración usa su mejor estimado.

Los valores razonables estimados pueden variar con respecto a los precios reales que pueden ser obtenidos en una transacción en condiciones normales de mercado a la fecha de reporte.

NOTA 2 – RESUMEN DE POLÍTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS (continuación)

Ítems distintos a efectivo no reflejado en los estados consolidados de flujos de caja

	Propiedades de petróleo y gas	Gastos causados	Cuentas por pagar
2011			
Cambio en saldo en cuenta de balance del comienzo del año	$(21.030.771)	$1.444.595	$2.122.879
Obligación de abandono de pozos en que se ha incurrido	895.964	-	-
Reversión de causaciones de 2010	(412.600)	32.800	379.800
Causaciones de 2011	1.453.268	-	(1.453.268)
según el estado de flujo de caja	$(19.094.139)	$1.477.395	$1.049.411
2010			
Cambio en saldo en cuenta de balance del comienzo del año	$(43.385.774)	$1.504.235	$ (219.103)
Adquisición de Geoproduction	26.775.085	(805.827)	(52.303)
Obligación de abandono de pozos en que se ha incurrido	143.318	-	-
Pagaré de GSS	4.284.654	-	-
Reversión de causaciones de 2009	(110.547)	84.120	889.420
Causaciones de 2010	412.083	(32.800)	(379.283)
según el estado de flujo de caja	$(11.881.181)	$ 749.728	$ 238.731

El dividendo del 10% pagado en especie sobre Acciones Preferenciales de $1.596.800 es una transacción no en efectivo y no fue reflejada en los Estados Consolidados de Flujos de Caja para el año terminado en diciembre 31 de 2011.

El aumento del activo de abandono de pozos y la obligación de abandono de pozos en el monto de $387.547 es una transacción que no es en efectivo y no está reflejada en los Estados Consolidados de Flujos de Caja para el año terminado en diciembre 31 de 2010. Este monto se relaciona con la fusión con Geoproduction.

La fusión con Geoproduction Oil & Gas LLC reflejada en el Estado Consolidado de Flujos de Caja para el año terminado en diciembre 31 de 2010 está compuesta por los saldos de efectivo que Geoproduction poseía al momento de la fusión por valor de $431.226. Los otros saldos distintos a efectivo asumidos por la Compañía, incluido un pasivo por impuesto de renta diferido de $6.045.918, no están reflejados en el Estado Consolidado de Flujos de Caja para el año terminado en diciembre 31 de 2010. Ver Nota 4 para consultar más detalles de la adquisición.

Nuevos estándares e interpretaciones aún no adoptados:

Los siguientes pronunciamientos de la IASB entrarán en efecto para períodos de reporte financiero que inicien en o después de enero 1 de 2013 y aún no han sido adoptados por la Compañía. Todos estos estándares nuevos o revisados permiten la adopción anticipada con arreglos de transición dependiendo de la fecha de aplicación inicial:

IFRS 9 – *Instrumentos Financieros* se refiere a la clasificación y medición de activos financieros.

NOTA 2 – RESUMEN DE POLÍTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS (continuación)

IFRS 10 - *Estados financieros consolidados,* desarrolla principios y estándares existentes e identifica el concepto de control como el factor determinante de si una entidad debe ser incluida en los estados financieros consolidados de la Compañía matriz.

IFRS 11 – *Arreglos conjuntos,* establece los principios de reporte financiero de entidades cuando tienen una participación en arreglos que son conjuntamente controlados.

IFRS 12 – *Revelación de participaciones en otras entidades,* establece los requisitos de revelación para participaciones en otras entidades incluidos arreglos conjuntos, asociados, entidades de propósito especial y otras entidades fuera del balance.

IFRS 13 - *Medición del valor razonable,* define valor razonable, exige revelación sobre las mediciones de valor razonable y establece un marco para medir el valor razonable cuando ello es requerido o permitido dentro de los estándares IFRS.

IAS 28 – *Inversiones en asociados y empresas conjuntas* revisa el estándar existente y determina la contabilidad para inversiones y señala los requisitos para la aplicación del método del capital al contabilizar inversiones en asociados y empresa conjuntas.

IAS 1 – Presentación de estados financieros modificados, requerirá que las entidades agrupen los ítems presentados en Otro Ingreso Total con base en la evaluación de si tales ítems pueden o no ser reclasificados a ganancias en una fecha posterior. Las modificaciones al IAS 1 son aplicables a períodos anuales que comienzan en o después de julio 1 de 2012, y se permite la adopción anticipada.

IAS 19 – Beneficios para empleados, con sus reformas, elimina la opción de la entidad de diferir el reconocimiento de ciertas ganancias y pérdidas relacionadas con beneficios posteriores al empleo y exigen la nueva medición de los activos y pasivos relacionados en Otro Ingreso Total. Las modificaciones al IAS 19 son aplicables en forma retrospectiva modificada a períodos anuales que inicien en o después de enero 1 de 2013, y se permite la adopción anticipada.

IAS 27 – Estados financieros separados, con sus reformas, se refiere a la contabilidad para subsidiarias, entidades controladas conjuntamente y asociados en estados financieros no consolidados. Las modificaciones son aplicables a períodos anuales que inicien en o después de enero 1 de 2013, y se permite la adopción anticipada.

La Compañía no ha terminado su evaluación del efecto de la adopción de estos estándares en los estados financieros.

NOTA 3 – TRANSACCIÓN DE ABSORCIÓN INVERSA

En septiembre 27 de 2011, la Anterior Shona adquirió Rodeo en una transacción de absorción inversa. Antes de la transacción, Rodeo tenía 1.412.000 acciones ordinarias en circulación. Rodeo adquirió 172.653.966 acciones ordinarias de la Anterior Shona a cambio de sus activos netos. Rodeo entonces emitió 172.653.966 de sus acciones ordinarias a los propietarios originales de la Anterior Shona y la compañía producto de la fusión adoptó el nombre Shona Energy Company Inc.

Esta transacción fue registrada como una transacción de absorción inversa que no constituye una combinación de negocio. Para fines contables, la compañía matriz legal (Rodeo) en la transacción de absorción inversa es considerada como una continuación de la subsidiaria legal (Anterior Shona) que es considerada como la adquirente. De acuerdo con ello, los estados financieros consolidados reflejan la situación financiera, los resultados de las operaciones y los flujos de caja de la Anterior Shona, a enero 1 de 2010 y para los años terminados en diciembre 31 de 2011 y 2010. Los resultados de Rodeo han sido incluidos a partir de septiembre 27 de 2011.

A Rodeo le fueron emitidas 1.412.000 acciones ordinarias a cambio de sus activos netos. Las acciones ordinarias fueron valoradas a $988.400, o $0.70 por acción, menos $23.789 de costos de transacción. El exceso del costo de adquisición sobre los activos netos adquiridos de $677.220 y $158.171 de costos de transacción fueron registrados como gasto. Conforme a la contabilidad de la absorción inversa, el costo de compra de los activos netos de Rodeo y la asignación de costos a activos y pasivos de la Compañía son como se indica a continuación:

Activos netos adquiridos a valor razonable:		
Efectivo	$	129.221
Costos de transacción diferidos		181.959
	$	311.180

Después de la adquisición, los costos de transacción diferidos de $181.959 fueron cambiados como se indica a continuación:

Capital accionario	$	23.789
Gasto general y administrativo		158.170
	$	181.959

NOTA 4 – FUSIÓN CON GEOPRODUCTION OIL & GAS LLC

En febrero 1 de 2010 la Compañía se fusionó con Geoproduction Oil & Gas LLC, una compañía de responsabilidad limitada de Luisiana. Geoproduction tiene la licencia del Bloque Esperanza en Colombia y es la operadora del mismo, en el cual la Compañía era propietaria de una participación del 50%. Después de la fusión, la Compañía efectivamente opera y posee una participación en la explotación del 100% en este bloque. En la fusión, la Compañía compró todos los intereses de propiedad en Geoproduction a cambio de 41.297.050 acciones ordinarias de la Compañía, inmediatamente después de lo cual los propietarios anteriores de Geoproduction en total poseyeron el 27.5% de las acciones ordinarias de la Compañía en circulación en ese momento.

Las razones principales de esta fusión fueron la consolidación del 100% de la participación en la Licencia de Esperanza en la estructura corporativa de la Compañía, la tenencia por parte de la Compañía del control operacional del Bloque Esperanza, y las sinergias de costos y la mayor capacidad de financiación.

La siguiente tabla presenta el valor razonable a la fecha de adquisición de la contraprestación dada y el valor razonable de activos adquiridos y pasivos asumidos:

Contraprestación transferida:	
41.297.050 acciones ordinarias de Shona a $0.50 por acción	$ 20.648.525
Valor razonable de activos adquiridos y pasivos asumidos:	
Efectivo	$ 431.226
Efectivo restringido	231.566
Cuentas por cobrar	323.857
Gastos pagados por anticipado	178.386
Activos de petróleo y gas	15.727.048
Activos de exploración y evaluación de petróleo y gas	11.048.037
Cuentas por pagar	(52.303)
Pasivos causados	(805.827)
Obligacion de abandono de pozos	(387.547)
Pasivo por impuesto de renta diferido	(6.045.918)
Activos netos adquiridos	$ 20.648.525

La siguiente tabla refleja el monto de ingreso e ingreso neto atribuible a la adquisición:

	2011	2010
Ingreso	$ 2.148.908	$ 1.319.187
Pérdida neta	(1.695.781)	(2.031.265)

Para el año terminado en diciembre 31 de 2010, el ingreso no auditado podría haber aumentado en $223,227 y la pérdida neta no auditada podría haber aumentado en $32,971 si la adquisición hubiera ocurrido al inicio del período.

NOTA 5 – TRANSACCIÓN CON PARTE RELACIONADA

En marzo de 2010, la Compañía prestó a su Presidente $136.200 para comprar 2.262 Acciones Preferenciales Convertibles de Clase A de la Compañía con un dividendo del 10%. El pagaré tenía un interés de 0.72% anual y fue pagado completamente en julio de 2011.

La subsidiaria de Shona, Geoproduction LLC, celebró un acuerdo de participación en ganancias netas ("PGN") en 2010 con inversionistas, incluida una compañía de propiedad de un miembro de la junta directiva de Shona. El acuerdo fue celebrado antes de la adquisición de Geoproduction por parte de Shona. En 2011 y 2010, respectivamente, Shona pagó a la Compañía $310.305 y $528.443 por la participación en ganancias netas.

La Compañía ha determinado que el personal directivo clave en 2011 y 2010 incluye los Miembros de Junta Directiva (ejecutivos y no ejecutivos), el Director Ejecutivo, el Presidente, el Vicepresidente de Operaciones, el Vicepresidente Financiero y el Vicepresidente de Administración y Legal. La remuneración pagada al personal directivo clave es la siguiente:

	2011	2010
Beneficios a corto plazo [1]	$ 1.901.472	$ 378.333
Pagos con base en acciones	1.668.050	556.667

[1] Los beneficios a corto plazo incluyen salarios, pagos del plan de incentivo anual y honorarios de miembros de junta

NOTA 6 – ACTIVOS DE EXPLORACIÓN Y EVALUACIÓN

	Activos de exploración y evaluación
A enero 1 de 2010	$ 3.760.667
Adiciones	9.187.882
Adquisición - Fusión con Geoproduction	11.048.037
Transferencias a activos de petróleo y gas	(13.805.874)
Gasto de exploración	(3.195.031)
Saldo - diciembre 31 de 2010	$ 6.995.681
Adiciones	1.636.606
Transferencias a activos de petróleo y gas	(33.364)
Gasto de exploración	(8.473.162)
Saldo - diciembre 31 de 2011	$ 125.761

Estos costos son principalmente costos de exploración relacionados con área no probada en los Bloques Esperanza y Serranía en Colombia. Las propiedades de evaluación y exploración son evaluadas anualmente para determinar deterioro. En diciembre de 2011, la Compañía deterioró completamente su inversión en el Bloque 102 en Perú, con base en los resultados limitados del pozo Boa Oeste-1X perforado en el segundo semestre de 2011. En diciembre de 2011, la Compañía deterioró completamente los costos

capitalizados de su programa de sísmica de 2010 el cual cubrió la porción noreste del Bloque Esperanza. Debido al pequeño tamaño de los prospectos identificados, la Compañía registró un gasto de exploración de $6.329.383. La Compañía también castigó como gasto de exploración y evaluación $2.143.779 de costos para el Bloque 102 no probado en Perú. Con sujeción a las condiciones de la industria, se espera culminar la evaluación de las propiedades de evaluación y exploración de la Compañía en cinco años.

NOTA 7 – ACTIVOS DE PETRÓLEO Y GAS

	Activos de petróleo y gas
Costo	
A enero 1 de 2010	$ 7.923.140
Adiciones	6.218.252
Adquisición - fusión con Geoproduction	15.727.048
Transferencias de activos de exploración y evaluación	13.805.874
Saldo - diciembre 31 de 2010	$ 43.674.314
Adiciones	19.305.668
Transferencias de activos de exploración y evaluación	33.364
Saldo - diciembre 31 de 2011	$ 63.013.346
Agotamiento y amortización acumulados	
Saldo - enero 1 de 2010	$ (603.295)
Gasto por agotamiento y amortización	(980.196)
Saldo - diciembre 31 de 2010	$ (1.583.491)
Gasto por agotamiento y amortización	(1.624.869)
Saldo - diciembre 31 de 2011	$ (3.208.360)

NOTA 8 – OTRAS PROPIEDADES Y EQUIPOS

	Maquinaria y equipo	Muebles y Enseres	Total otras propiedades y equipos
Costo			
A enero 1 de 2010	$ 13.233	$ 34.110	$ 47.343
Adiciones	12.451	12.105	24.556
Saldo - diciembre 31 de 2010	$ 25.684	$ 46.215	$ 71.899
Adiciones	118.179	4.104	122.283
Saldo - diciembre 31 de 2011	$ 143.863	$ 50.319	$ 194.182
Depreciación acumulada			
Saldo - enero 1 de 2010	$ (8.514)	$ (14.134)	$ (22.648)
Gasto de depreciación	(3.504)	(6.314)	(9.818)
Saldo - diciembre 31 de 2010	$ (12.018)	$ (20.448)	$ (32.466)
Gasto de depreciación	(3.504)	(11.478)	(14.982)
Saldo - diciembre 31 de 2011	$ (15.522)	$ (31.926)	$ (47.448)

NOTA 9 –OBLIGACIONES DE ABANDONO DE POZOS

Las obligaciones de abandono de pozos se refieren principalmente al abandono de pozos productivos e instalaciones de petróleo y gas. La siguiente tabla indica los cambios de las obligaciones de abandono de pozos de la Compañía para los años terminados en diciembre 31 de 2011 y 2010:

Saldo - enero 1 de 2010	$	156.053
Pasivos en que se ha incurrido		452.309
Revisión de obligación estimada		78.556
Gasto de incremento		63.971
Saldo - diciembre 31 de 2010	$	750.889
Pasivos en que se ha incurrido		301.979
Revisión de obligación estimada		593.985
Gasto de incremento		116.616
Saldo - diciembre 31 de 2011	$	1.763.469

La medición inicial de obligaciones de abandono de pozos a valor razonable se calcula usando técnicas de flujo de caja descontado con base en estimados internos de costos futuros de abandono relacionados con propiedades de petróleo y gas. Los datos significativos de Nivel 3, o la información no observable, usados en el cálculo de obligaciones de abandono de pozos incluyen los costos estimados del taponamiento de pozos y el desmantelamiento de instalaciones y la fecha estimada en que los pozos cesarán de producir y las instalaciones serán abandonadas.

NOTA 10 – DEUDA

A diciembre 31 de 2011, el detalle de la deuda es el siguiente:

	Total	Largo plazo	Porción corriente
Pagaré de GSS	$ 2.475.830	$ -	$ 2.475.830
Préstamo bancario	58.328	37.365	20.963
Acciones preferenciales - porción de deuda (Ver Nota 14)	16.373.486	16.373.486	-
Total	$ 18.907.644	$ 16.410.851	$ 2.496.793

A diciembre 30 de 2010, el detalle de la deuda es el siguiente:

	Total	Largo plazo	Porción corriente
Pagaré de GSS	$ 4.284.654	$ 2.475.830	$ 1.808.824
Acciones preferenciales - porción de deuda (Ver Nota 14)	13.400.577	13.400.577	-
Total	$ 17.685.231	$ 15.876.407	$ 1.808.824

En noviembre de 2010, la Compañía celebró un acuerdo con Geofísica Sistemas y Soluciones S.A. ("GSS"), un contratista geofísico situado en Bogotá, para realizar un programa de sísmica sobre aproximadamente 120 kilómetros cuadrados en un área inexplorada del Bloque Esperanza. Este programa fue llevado a cabo en diciembre de 2010. Conforme a los términos del acuerdo, la Compañía está obligada a pagar a GSS $4.986.049 más impuesto al valor agregado por $797.768, menos las retenciones de impuestos de $299.163. La Compañía pagó a GSS $1.200.000 en efectivo, $1.119.880 de los cuales en diciembre de 2010 y $80,120 en enero de 2011. El saldo del monto debido fue financiado por GSS con un pagaré pagadero a GSS por un monto de $4.284.654. Los términos de este pagaré exigen que la Compañía haga dieciocho pagos mensuales de $261.154 a partir de mayo 1 de 2011, lo cual incluye un interés del 12% anual sobre los saldos no pagados. Además de esta contraprestación, GSS recibió una participación en regalías del 1% en el pozo Nelson #2, el cual fue perforado en noviembre de 2010. Para el año terminado en diciembre 31 de 2011, $340.909 del gasto de intereses se capitalizaron en activos de exploración y evaluación.

En junio de 2011 la subsidiaria Geoproduction de la Compañía recibió en préstamo $73.715 del Banco de Occidente Credencial en Bogotá, Colombia. El pagaré causa interés al 11.4% anual por un plazo de tres años. A diciembre 31 de 2011, $37.365 fueron clasificados como de largo plazo en el balance.

En junio de 2011 la subsidiaria Geoproduction de la Compañía obtuvo una línea de crédito con el Banco de Occidente Credencial por el equivalente en dólares de EE.UU. a $2.2 millones, de la cual no hay saldo pendiente. Si la Compañía gira contra la línea de crédito, el ingreso de ventas de gas puede ser pignorado. La línea de crédito causa un interés de 3.75% anual y expira en mayo 31 de 2012.

NOTA 11 – ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO

Las actividades de la Compañía la exponen a una variedad de riesgos financieros que surgen como resultado de sus actividades de exploración, desarrollo, producción y financiación, tales como:

- Riesgo de crédito
- Riesgo de liquidez
- Riesgo de mercado

Esta nota presenta información sobre la exposición de la Compañía a cada uno de los riesgos anteriores, los objetivos, políticas y procesos de la Compañía para medir y manejar el riesgo, y la administración de capital de la Compañía. Revelaciones cuantitativas adicionales se incluyen a lo largo de estos estados financieros consolidados.

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito es el riesgo de pérdida financiera para la Compañía relacionado con la incapacidad de un tercero de cumplir con sus obligaciones de pago. La Compañía está expuesta al riesgo de que los terceros que le deban dinero no cumplan con sus obligaciones. La Compañía evalúa la fortaleza financiera de sus socios en empresas conjuntas y las contrapartes de mercadeo en su administración de la exposición al riesgo de crédito.

La Compañía para el año terminado en diciembre 31 de 2011 tenía ventas a dos clientes externos, cada uno de los cuales individualmente representaba más del 10% del ingreso total. Los clientes externos representan el 61% y el 39% del total, respectivamente, para el año terminado en diciembre 31 de 2011. Durante el año terminado en diciembre 31 de 2010, 100% del ingreso total fue para un cliente externo.

Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez se refiere al riesgo de que una compañía no pueda cumplir sus obligaciones financieras a su vencimiento. El enfoque de la administración al manejar la liquidez es asegurarse, en cuanto sea posible, de que siempre tenga suficiente liquidez para cumplir con sus obligaciones a su vencimiento, en condiciones normales y extremas, sin incurrir en pérdidas inaceptables o con riesgo de daño a la reputación de la Compañía. A diciembre 31 de 2011, la Compañía considera que está bien capitalizada, con capital de trabajo en exceso de sus obligaciones corrientes.

A diciembre 31 de 2011, Shona tenía las siguientes obligaciones contractuales:

Obligaciones contractuales	Total	Menos de 1 año	1-3 años	4-5 años	Después de 5 años
Deuda (capital e intereses) [1]	$ 2.475.830	$ 2.475.830		$ -	$ -
Préstamo bancario	58.328	20.963	37.365		
Arrendamientos operativos	109.114	109.114	-	-	-
Total	$ 2.643.272	$ 2.605.907	$ 37.365	$ -	$ -

[1] Esta deuda es el pagaré por pagar a Geofísica Sistemas y Soluciones S.A. por una parte del programa de sísmica el cual fue realizado por dicha firma para Shona en diciembre de 2010.

Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de que cambios en los precios de mercado, como los precios de productos básicos, las tasas de cambio extranjeras, y las tasas de interés afecten el ingreso o el valor de los instrumentos financieros de la Compañía. El objetivo de la administración del riesgo de mercado es manejar y controlar las exposiciones al riesgo de mercado dentro de parámetros aceptables, a la vez que se optimicen los retornos.

Riesgo del precio de productos básicos. La Compañía está expuesta a los movimientos de los precios de productos básicos como parte de sus operaciones, especialmente en relación con los precios recibidos por su producción de gas natural. El gas natural es sensible a numerosos factores a nivel mundial, varios de los cuales están por fuera del control de la Compañía. Los cambios en los fundamentos globales de oferta y demanda en el mercado del gas natural y los eventos geopolíticos pueden afectar significativamente los precios del gas natural. En consecuencia, estos cambios pueden afectar también el valor de las propiedades de la Compañía, el nivel de gasto en exploración y desarrollo y la capacidad de cumplir con las obligaciones a su

vencimiento. La producción de gas natural de la Compañía se vende conforme a contratos de largo plazo atados al del índice de precios regional local. La Compañía no ha celebrado convenios de cobertura o permutas financieras relacionados con precios de productos básicos.

Riesgo de moneda extranjera. La Compañía está expuesta al riesgo de moneda extranjera pues varias porciones de su saldo de efectivo se tienen en dólares canadienses, pesos colombianos y dólares de EE.UU., mientras se espera que una porción de sus gastos a los que se ha comprometido estén denominados en pesos colombianos. La Compañía no ha celebrado convenios de cobertura o permutas financieras relacionados con moneda extranjera.

La Compañía, a través de su subsidiaria totalmente de su propiedad, Shona Energy Holding Limited, domiciliada en la Islas Vírgenes Británicas, mantiene saldos de efectivo en el Toronto-Dominion Bank en Canadá, en una cuenta que está denominada en dólares canadienses (CAD). Esta cuenta bancaria de depósito tiene calificación AAA de Moody's con un saldo asegurado de hasta CAD$100.000 (US$98.328) a las tasas de diciembre 31 de 2011. A diciembre 31 de 2011 y 2010, el saldo de la Compañía en esta cuenta totalizó el equivalente a US$13.233.662 y US$70.380, respectivamente.

La Compañía mantiene un portafolio de mercado monetario con Northern Institutional Funds manejado por Northern Trust Company. Este fondo es manejado para preservación de capital y liquidez de fondos. Las inversiones del fondo son exclusivamente en instrumentos del mercado monetario de alta calidad. Las participaciones en el fondo pueden ser compradas y vendidas en forma diaria. Los saldos en el fondo, el cual no está asegurado, a diciembre 31 de 2011 y 2010, fueron de $2.720.911 y $3.760.428, respectivamente.

La Compañía tiene cuentas corrientes en Northern Trust que tuvieron saldos combinados de $4.814.031 y $275.564 a diciembre 31 de 2011 y 2010, respectivamente.

Administración del capital

El objetivo de la Compañía es mantener una estructura de capital fuerte y flexible que permita la ejecución de su programa de gastos de capital, el cual es principalmente de gastos en actividades de petróleo y gas en Colombia y Perú, las cuales pueden ser o no ser exitosas, y mantener flexibilidad financiera, de modo que se mantenga la confianza de los inversionistas, los acreedores y el mercado y se sustente el desarrollo futuro del negocio.

La Compañía maneja su estructura de capital y hace ajustes a la misma a la luz de los en las condiciones económicas y las características de riesgo de los activos de petróleo y gas subyacentes. La Compañía considera que su estructura de capital incluye el patrimonio, la deuda de largo plazo y el capital de trabajo. Con el fin de mantener o ajustar la estructura de capital, la Compañía de tiempo en tiempo puede emitir acciones ordinarias u otros valores, vender activos, emitir deuda o ajustar sus gastos operativos o de capital para manejar niveles corrientes y proyectados de capital de trabajo. No hay cambios en el enfoque de la Compañía en relación con la administración del capital con respecto al año anterior.

Para evaluar la eficiencia operativa y del capital y la fortaleza financiera, la Compañía continuamente hace seguimiento a su estructura de capital, según se muestra a continuación:

	Diciembre 31 de 2011	Diciembre 31 de 2010
Capital de trabajo	$ 12.752.721	$ 381.940
Deuda de largo plazo	16.410.851	15.876.407
Patrimonio	54.825.271	38.699.235

NOTA 12 – COSTOS DE FINANCIACIÓN

Los costos de financiación consisten en lo siguiente:

	2011	2010
Gasto de intereses - préstamo bancario	$ 4.118	$ -
Gasto de intereses - pagaré de GSS	340.909	-
Aumento de obligación de abandono de pozos	116.616	63.971
Aumento de la porción de capital de acciones preferenciales convertibles con dividendo del 10%	1.761.099	1.341.471
Interés capitalizado a activos de E&E	(340.909)	-
Total costos de financiación	$1.881.833	$1.405.442

NOTA 13 – IMPUESTO DE RENTA

La Compañía está organizada conforme a las leyes de Canadá; sin embargo, debido a las actividades y la estructura organizacional, es tratada como una entidad gravable conforme a las leyes de EE.UU. con una tasa de impuesto promulgada del 35 por ciento. La Compañía también se dedica a operaciones en Perú y Colombia a través de sus subsidiarias extranjeras indirectas, con tasas de impuesto promulgadas de 32 y 33 por ciento respectivamente, aplicables a sus operaciones en estas jurisdicciones. La Compañía opera en Colombia a través de dos subsidiarias. Conforme a la ley tributaria colombiana, a la Compañía no le es permitido declarar sobre una base consolidada.

Gasto de impuesto de renta

Para los años terminados en diciembre 31 de 2011 y 2010, los componentes principales de gasto de impuesto de renta y la conciliación del gasto de impuesto esperado con base en la tasa efectiva de la Compañía del 35 por ciento y el gasto de impuesto reportado en ganancias y pérdidas son los siguientes ($/en miles):

	2011	2010
Gasto corriente	$ 225	$ 140
Gasto diferido		
Generación y reversión de diferencias temporales	(1.408)	(61)
Utilización de pérdidas por impuestos no usadas	-	-
Total gasto por impuestos (beneficio)	$ (1.183)	$ 79
Pérdida neta antes de impuesto de renta	$ (31.043)	$ (10.753)
Tasa de impuesto nacional	35%	35%
Impuesto de renta esperado	(10.865)	(3.764)
Ajuste por diferencias de tasas de impuesto en jurisdicciones extranjeras	3.564	100
Ajuste por gastos no deducibles		
Relacionados con pagos de participación en ganancias netas (PGN)	350	514
Relacionados con gastos legales	781	-
Relacionados con remuneración basada en acciones	(39)	-
Otros gastos no deducibles	6	-
Ajuste con respecto al año anterior	596	119
Cambio en pérdidas y créditos por impuestos no usados	4.424	3.110
Gasto por impuestos real (beneficio)	$ (1.183)	$ 79

El gasto de impuesto corriente corresponde a los impuestos colombianos de renta presuntiva, los cuales están basados en los niveles de capital en Colombia. La tasa de impuesto de renta presuntiva es del tres por ciento, basada en el impuesto al patrimonio ajustado del año anterior. Los impuestos de renta presuntiva pueden ser recuperados contra la renta gravable en períodos futuros, y pueden ser llevados al siguiente ejercicio por cinco años.

Los pagos hechos de acuerdo con el acuerdo de PGN (ver Nota 5) no son deducibles en Colombia pues el acuerdo no está reconocido por las autoridades tributarias y los dueños de propiedades son responsables de todos los impuestos colombianos atribuibles a sus respectivas propiedades. El acuerdo de PGN no reembolsa a la Compañía los impuestos colombianos pagados con respecto a los pagos de PGN.

NOTA 13 – IMPUESTO DE RENTA (continuación)

Los ajustes para correcciones de años anteriores correspondientes a la diferencia entre los montos causados y los estimados declarados en relación con 2010 y montos reportados en declaraciones de impuestos en EE.UU. de años anteriores para las cuales la Compañía pretende ajustar su pérdida operativa neta de ejercicios anteriores.

Adicionalmente, los gastos legales de $489.000 para la oferta de colocación privada en Canadá (ver Nota 15) y $292.000 para la transacción de absorción inversa (ver Nota 3) son capitalizados y no deducibles conforme a la ley tributaria de EE.UU.

Activos y pasivos de impuestos diferidos

Los impuestos diferidos importantes (en miles), derivados de diferencias temporales y pérdidas y créditos de impuestos no usados, se resumen a continuación:

	2011	Ganancias y pérdidas	2011
Activos (pasivos) por impuestos diferidos [1]			
Inversión en BVI	(352)	(33)	(385)
Propiedades, planta y equipo	(9.488)	1.598	(7.890)
Pérdidas operativas netas	3.727	(289)	3.438
Otros (Obligación de abandono de pozos)	128	-	128
Créditos por impuestos	-	132	132
	$ (5.985)	$ 1.408	$ (4.577)

[1] No hubo activo o pasivo por impuesto diferido en enero 1 de 2010

A la fecha de reporte, la Compañía tiene pérdidas de impuestos no usadas de $20.6 millones en Estados Unidos que pueden ser llevadas al ejercicio siguiente por 20 años desde el año en el cual se ha incurrido en tales pérdidas, para compensar contra utilidades gravables futuras. Las pérdidas de impuestos usadas de $17.2 millones en Colombia y $0.4 millones en Perú pueden ser llevadas al ejercicio siguiente indefinidamente para compensar contra utilidades gravables futuras. No ha sido reconocido un activo por impuesto diferido de $22.6 millones de estas pérdidas pues no hay evidencia suficiente de utilidades gravables futuras en sus respectivas jurisdicciones.

La Compañía también ha dejado de reconocer activos de impuestos de $3.7 millones con respecto a activos de petróleo y gas, inversiones, créditos de impuestos, y otras diferencias temporales debido a evidencia insuficiente de utilidades gravables futuras.

La Compañía registró un pasivo de impuesto diferido de EE.UU. por $366.000 relacionado con su inversión en Shona Energy Holding Limited (BVI) durante 2010 en relación con el aporte de activos colombianos de Geoproduction a BVI. El pasivo por impuesto diferido desde entonces ha sido ajustado por deducciones de DA&A registradas en la inversión en BVI para fines de reporte financiero. La Compañía no ha registrado ningún otro impuesto diferido con respecto a su inversión en BVI pues la Compañía controla la oportunidad de la reversión de toda ganancia no remitida relacionada con la misma y es probable que la diferencia temporal no se reverse en el futuro previsible. A diciembre 31 de 2011, no habría un pasivo adicional por impuesto diferido relacionado con la inversión de la Compañía en BVI por utilidades no distribuidas pues la subsidiaria ha incurrido en pérdidas acumuladas desde sus inicios a través de las operaciones de sus sucursales en Colombia y Perú.

NOTA 14 – CAPITAL ACCIONARIO

(1) Preferencial

a. Autorizado:

Número ilimitado de Acciones Preferenciales de valor nominal de $100.
Número ilimitado de Acciones Preferenciales de la Serie “A”.

b. Emitido y en circulación:

Acciones Preferenciales Convertibles de Serie “A” (“Preferenciales”) con dividendo del 10%.

Las acciones Preferenciales pueden ser redimidas o recompradas por la Compañía por un valor de liquidación de $100 más todos los dividendos causados y no pagados después de la expiración del segundo aniversario desde la fecha original de emisión. Toda acción preferencial es convertible en cualquier momento antes del quinto aniversario posterior a la fecha de emisión en 172,41 acciones ordinarias de la Compañía. La siguiente tabla presenta los montos asignados a las porciones de capital y deuda de las acciones convertibles:

	Acciones Preferenciales		Porción de	Porción de
	Acciones	Monto	deuda	capital
Saldo - enero 1 de 2010	-	$ -	$ -	$ -
Emitidas	159.971	14.228.429	12.059.106	2.169.323
Aumento	-	1.341.471	1.341.471	-
Saldo - diciembre 31 de 2010	159.971	$ 15.569.900	$ 13.400.577	$ 2.169.323
Emitidas	15.968	1.674.961	1.211.811	463.150
Aumento	-	1.761.098	1.761.098	-
Saldo - diciembre 31 de 2011	175.939	$ 19.005.959	$ 16.373.486	$ 2.632.473

Fecha de emisión	Número de Acciones Preferenciales	Convertibles a Acciones Ordinarias	Fecha en que se pueden redimir
27/01/2010	44.971	7.753.589	26/01/2012
02/02/2010	115.000	19.827.566	01/02/2012
28/02/2011	15.968	2.753.066	27/02/2013
	175.939	30.334.221	

En enero 19 de 2010, la Junta Directiva de la Compañía decretó un dividendo de $4.5 millones de 44,971 acciones Preferenciales y derechos de adquisición de acciones para comprar 5.396.520 acciones ordinarias a $0,75 por acción las cuales fueron emitidas en enero 27 de 2010. Toda acción preferencial es convertible en cualquier momento antes del quinto aniversario de la fecha de emisión en 172,41 acciones ordinarias de la Compañía. Estas acciones preferenciales causan un dividendo del 10% anual basado en el valor indicado de $100 de las acciones, pagadero anualmente, en el entendido de que la Compañía puede optar por pagar todo o una porción del dividendo en acciones preferenciales adicionales durante los dos años iniciales posteriores a la primera emisión de las acciones. Al quinto aniversario, estas acciones preferenciales se vuelven obligatoriamente redimibles. Las acciones preferenciales votan con acciones ordinarias de la Compañía como si se hubieran convertido en acciones ordinarias. Este dividendo de acciones fue pagado en enero 27 de 2010. Además, la Compañía pagó dividendos en efectivo por un total de $2.900 para fracciones de acciones. El plazo de los derechos de adquisición de acciones es cinco años desde la fecha original de emisión. La Compañía valoró los derechos de adquisición de acciones emitidos a $448.195, o $0,083 por acción.

NOTA 14 –CAPITAL ACCIONARIO (continuación)

En febrero 2 de 2010, la Compañía recaudó $11.5 millones mediante la emisión de 115.000 acciones Preferenciales y derechos de adquisición de acciones para comprar un total de 13.800.000 acciones ordinarias a $0,75 por acción. Cada acción preferencial es convertible en cualquier momento antes del quinto aniversario posterior a la fecha de emisión en 172,41 acciones ordinarias de la Compañía. Al quinto aniversario, estas acciones se vuelven obligatoriamente redimibles. Estas acciones preferenciales causan un dividendo del 10% anual basado en el valor indicado de $100 de las acciones, pagadero anualmente, en el entendido de que la Compañía puede optar por pagar todo o una porción del dividendo en acciones preferenciales adicionales durante los dos años iniciales posteriores a la primera emisión de las acciones. Las acciones Preferenciales votan con acciones ordinarias de la Compañía como si se hubieran convertido en acciones ordinarias. La Compañía asignó $1.146.125 del producto al valor de los derechos de adquisición de acciones emitidos.

En febrero de 2011, la Compañía optó por pagar el dividendo del 10% sobre las acciones Preferenciales en especie a los titulares existentes y emitió 15.968 Acciones Preferenciales en febrero 28 de 2011. Además, la Compañía pagó dividendos en efectivo por un total de $2.910 para fracciones de acciones.

Las Acciones Preferenciales son consideradas un instrumento financiero compuesto que consiste en deuda convertible que puede ser convertida en acciones ordinarias a opción del titular, y el número de acciones por emitir no varía con los cambios de su valor razonable. También hay un componente de pasivo que fue reconocido inicialmente al valor razonable de un pasivo similar que no tiene una opción de conversión del capital. El componente de capital se reconoce inicialmente como la diferencia entre el valor razonable del instrumento compuesto como un todo y el valor razonable del componente de pasivo. Todos los costos de transacción directamente atribuibles fueron asignados a los componentes de pasivo y capital en proporción a sus valores iniciales en libros. Posteriormente al reconocimiento inicial, el componente de pasivo se mide al costo amortizado usando el método de interés efectivo. El componente de capital no es medido nuevamente después del reconocimiento inicial.

NOTA 14 – CAPITAL AUTORIZADO (continuación)

(2) Ordinario

a. Autorizado:

Número ilimitado de acciones ordinarias de Clase "A" con derecho a voto y Clase "B" sin derecho a voto sin valor nominal.

Antes de la absorción inversa, la Anterior Shona fue autorizada para emitir 300.000.000 acciones ordinarias de valor nominal de $0.01. Al cierre de la absorción inversa, las acciones ordinarias no tienen valor nominal y, por lo tanto, la suma de $59.538.095 de superávit aportado fue reclasificada a capital accionario.

b. Emitido y en circulación:

	Acciones[1]	Monto
Saldo - enero 1 de 2010	108.874.042	$ 1.088.740
Emisión de acciones ordinarias conforme a fusión con Geoproduction	41.297.050	412.970
Emisión de acciones ordinarias conforme a planes de remuneración basada en acciones	1.663.356	16.635
Emisión de acciones ordinarias	12.000.000	120.000
Saldo - diciembre 31 de 2010	163.834.448	$ 1.638.345
Emisión de acciones ordinarias	6.319.516	63.195
Emisión de acciones ordinarias conforme a planes de remuneración basada en acciones	2.500.002	25.000
Transacción de absorción inversa:		
Colocación privada	45.961.731	32.236.970
Comisión del agente de la colocación privada	-	(1.666.721)
Intercambiadas por acciones de Rodeo Capital II	(172.653.966)	-
Emitidas conforme a la transacción de absorción inversa	172.653.966	-
Acciones de Rodeo Capital II reconocidas[2]	1.412.000	964.611
Intercambio de derechos especiales de adquisición de acciones por acciones	14.740.143	9.745.860
Reclasificar superávit aportado a capital accionario	-	59.538.095
Saldo - diciembre 31 de 2011	234.767.840	$ 102.545.355

(1) Conforme a la contabilidad de la absorción inversa, el número de las acciones emitidas y en circulación es el de Shona Energy Company (antes Rodeo Capital II Corporation), la matriz legal. Sin embargo, el monto de capital accionario es el de la subsidiaria legal "Anterior" Shona que fue fusionada con la matriz legal y a la cual se le cambió el nombre.

(2) Conforme a la contabilidad de la absorción inversa, el número de las acciones de Shona Energy Company (antes Rodeo Capital II Corporation) se reconoce como parte de las acciones ordinarias emitidas y en circulación de Shona Energy Company con un monto correspondiente de capital accionario de $0.

NOTA 14 – CAPITAL ACCIONARIO (continuación)

En septiembre de 2010, la Compañía recaudó $3.0 millones mediante la emisión de 12.000.000 de acciones ordinarias y derechos de adquisición de acciones para emitir 12.000.000 acciones ordinarias a un precio de $0,25 por acción. La Compañía asignó $253.287 del producto al valor de derechos de adquisición de acciones emitidos.

En marzo de 2011, la Compañía recaudó $480.000 mediante la emisión de 685.714 acciones ordinarias a los inversionistas en EE.UU. a $0,70 por acciones.

En marzo de 2011, la Compañía recaudó $9.7 millones en una colocación privada en Canadá. Conforme a los términos de la colocación, la Compañía emitió 14.740.143 Derechos Especiales de Adquisición de Acciones (a $0,66 por derecho, netos de costos de emisión) los cuales daban a sus titulares el derecho de adquirir, sin costo adicional, una Acción Ordinaria en cualquier momento hasta la oferta pública inicial de la Compañía o un año después de la emisión de los Derechos Especiales, lo que ocurriera primero. Los Derechos Especiales de Adquisición de Acciones se convirtieron en acciones Ordinarias en septiembre 27 de 2011, la fecha de la absorción inversa, momento en el cual la Compañía empezó a cotizar en bolsa.

En abril de 2011, la Compañía recaudó $4.0 millones en una Oferta de Derechos a accionistas existentes, mediante la emisión de 5.633.802 Acciones Ordinarias de la Compañía a $0,71 por acción. La Compañía recibió todo el producto en abril 30 de 2011.

Inmediatamente antes del cierre de la transacción de absorción inversa y en conexión con la misma, Rodeo cerró una colocación privada a través de corredor de 45.961.731 acciones ordinarias a un precio de $0,72 por acción, y obtuvo recursos brutos por $32.236.970. Rodeo pagó una comisión de $1.666.721 en efectivo.

(3) Derechos de adquisición de acciones

En diciembre 31 de 2011, estaban en circulación lo siguientes derechos de adquisición de acciones:

Fecha de emisión	Número de derechos	Convertibles a acciones ordinarias	Precio de ejercicio	Fecha de expiración
20/10/2008	8.949.473	8.949.473	$0,536	19/10/2013
27/01/2010	5.396.520	5.396.520	$0,75	26/01/2015
02/02/2010	13.800.000	13.800.000	$0,75	01/02/2015
13/09/2010	12.000.000	12.000.000	$0,50	02/09/2015
	40.145.993	40.145.993		

(4) Acciones en depósito

Con sujeción a la Política 5.4 del Manual de Política Corporativa de la Bolsa TSX Venture (“TSX-V”), las acciones en depósito se mantienen en tal condición y serán liberadas a prorrata en 18 meses a los accionistas con acciones en depósito. Con sujeción a ciertas exclusiones, las acciones emitidas conforme a una transacción de absorción inversa que sea una transacción calificada deben ser tenidas en depósito y ser liberadas a prorrata en un período de tiempo. Las siguientes acciones estaban mantenidas en depósito a diciembre 31 de 2011:

	Acciones Liberadas	Acciones mantenidas en depósito
Ordinarias		
Clase A con derecho a voto	-	1.939.128
Clase B sin derecho a voto	18.057.812	54.173.451
Preferenciales	19.366	58.124
Derechos de adquisición de acciones	5.946.567	17.839.725

NOTA 15 – PAGOS BASADOS EN ACCIONES

a. Remuneración de los miembros de junta directiva

En 2010, la remuneración anual de cada uno de los miembros de junta directiva no empleados fue de 100.000 Acciones Ordinarias. Había 600.000 acciones emitidas conforme a este plan durante 2010. La remuneración anual de miembros de junta directiva en 2011 incluyó 300.000 Acciones Ordinarias y $155.000 en efectivo.

b. Remuneración a ejecutivos

Ciertos directivos ejecutivos tenían contratos laborales por virtud de los cuales recibían una porción de su remuneración en Acciones Ordinarias de la Compañía. En el segundo trimestre de 2011, estos directivos empezaron a recibir el 100% de su remuneración en efectivo. Las acciones ordinarias emitidas conforme a estos arreglos fueron 167.626 a un precio promedio de $0,70 por acción en 2011 y 468.356 a un precio promedio de $0,35 por acción en 2010.

c. Plan anual de incentivos

En junio de 2011, la Junta Directiva aprobó el pago del plan anual de incentivos de 2011 de $1.1 millones, el cual fue pagado en julio de 2011 en efectivo.

En abril de 2010, la Junta Directiva de la Compañía aprobó el plan de incentivos para el año calendario 2010, conforme al cual, si se cumplen ciertas mediciones específicas de desempeño, las acciones otorgadas serán emitidas a los empleados participantes en montos variados calculados como un porcentaje del salario básico anual de cada participante. Estas medidas de desempeño se cumplieron a diciembre de 2010, y la Junta Directiva aprobó el 100% del pago conforme al plan. En el primer trimestre de 2011, la Compañía canceló la obligación de bonificación mediante la emisión de 1.819.574 Acciones Ordinarias de la Compañía a un precio promedio de $0,50 y pagos en efectivo por un total de $510.538.

d. Bonificaciones con acciones

La Compañía tenía un plan de bonificaciones con acciones en el cual participaban cinco empleados de la Compañía. Este plan otorgaba a estos empleados como remuneración adquirida incondicionalmente un número específico de Acciones Ordinarias de la Compañía en incrementos de un tercio por un período de tres años a partir de la fecha de otorgamiento, siempre que la persona siguiera siendo empleada de la Compañía en cada fecha de maduración. Durante 2011, 7.216 acciones de la Compañía fueron adquiridas incondicionalmente y emitidas bajo este Plan. El plan fue modificado en julio de 2011 para pagar todos los instalamentos restantes no pagados de la bonificación en efectivo en vez de las Acciones al momento de su maduración.

En 2011 y 2010, la Compañía otorgó 65.000 acciones ordinarias cada año a un empleado como reconocimiento a su desempeño.

e. Remuneración con acciones a contratistas independientes

La Compañía tenía acuerdos de servicios con contratistas independientes, conforme a los cuales una porción de su remuneración se pagaba en Acciones Ordinarias de la Compañía. Durante 2011 y 2010, 112.125 acciones y 530.000 acciones, respectivamente, fueron emitidas a contratistas independientes. Los acuerdos de servicios fueron modificados en junio de 2011 de modo que la remuneración es pagada completamente en efectivo.

NOTA 15 – PAGOS BASADOS EN ACCIONES (continuación)

f. Plan de opción de compra de acciones

En septiembre de 2011, la Compañía adoptó un plan de opción de compra de acciones, según lo aprobado por los accionistas, conforme al cual se autoriza otorgar opciones a sus miembros de junta directiva, directivos, empleados y consultores, permitiéndoles adquirir hasta un total del 10% de las acciones ordinarias emitidas y en circulación de la Compañía de acuerdo con las políticas de la TSX-V. Conforme al plan, el precio de ejercicio de cada opción no puede ser menor que el precio de mercado de la acción de la Compañía, menos el descuento aplicable, según lo calculado en la fecha de otorgamiento. Las opciones pueden ser otorgadas por un máximo de diez años. La Junta Directiva tiene discreción para fijar los términos de maduración. Durante los años terminados en diciembre 31 de 2011 y 2010, no se otorgaron opciones.

NOTA 16 – COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS

a. Compromisos de exploración

La Licencia de la Compañía en el Bloque 102 en la Cuenca Marañón en Perú requiere el trabajo de 400 Unidades de Trabajo de Exploración entre noviembre de 2008 y enero de 2012. Las 400 Unidades de Trabajo de Exploración pueden ser cumplidas mediante la realización de actividades de adquisición y procesamiento de sísmica o la perforación de un pozo de exploración a una profundidad mínima específica. Conforme al Acuerdo de Cesión de Participación por parte de la Compañía, Pluspetrol tiene la opción de realizar el programa de sísmica y pagar el 100% de los costos o perforar el pozo de exploración requerido. En julio de 2009, Pluspetrol optó por perforar el pozo de exploración. Conforme a la Cesión de Participación, Pluspetrol pagará el 90% de los costos hasta un máximo de $11.000.000 y 58,29% de los costos que excedan $11.000.000 para perforar y probar este pozo. La perforación de este pozo comenzó en el tercer trimestre de 2011 y alcanzó la profundidad total al final del año. Ver Nota 20.

La Compañía ha cumplido sus obligaciones derivadas de la Licencia para 2010 conforme a la Licencia del Bloque Esperanza en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia, con la perforación del pozo Norman #1. La Compañía ha radicado la renuncia obligada de aproximadamente 50% del área de la Licencia ante la ANH. Además, la Compañía recibió aprobación para entrar en una fase de exploración posterior de 48 meses a partir de febrero 1 de 2011, en la cual la Compañía está obligada a perforar un pozo de exploración y adquirir y procesar 100 kilómetros cuadrados de datos de sísmica de 3D.

La Licencia de la Compañía en el Bloque Serranía en la Cuenca Caguán-Vaupés-Yarí en Colombia requería en la primera fase el reprocesamiento de sísmica de 2D existente, la

realización de un estudio geoquímico y la adquisición y el procesamiento de 100 kilómetros de sísmica de 2D. La Compañía y sus socios culminaron este programa de trabajo en 2009. En septiembre de 2009, la Compañía y sus socios optaron por entrar en la segunda fase de la Licencia, la cual requiere que ellos perforen un pozo de exploración, el cual se tiene planeado perforar a finales de 2012 o principios de 2013.

La licencia de la Compañía en el Bloque Los Picachos exige un programa de trabajo dividido en 3 fases de 36 meses para la primera fase y 18 meses para cada una de las dos fases restantes. La primera fase requerirá la adquisición, el procesamiento y la interpretación de 50 km de datos de sísmica y la perforación de un pozo de exploración a un costo para Shona de aproximadamente $85.000 y $1.125.000, respectivamente. La segunda fase requerirá la perforación de un pozo de exploración a un costo para Shona de aproximadamente $1.125.000. La tercera fase requerirá la perforación de un pozo de exploración a un costo para Shona de aproximadamente $1.125.000.

NOTA 16 – COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS (continuación)

La licencia de la Compañía en el Bloque Macaya exige un programa de trabajo dividido en 2 fases de 36 meses cada una. La primera fase requerirá la adquisición, el procesamiento y la interpretación de 160 km de datos de sísmica y la perforación de un pozo de exploración a un costo para Shona de aproximadamente $2.700.000 y $1.125.000, respectivamente. La segunda fase requerirá la perforación de dos pozos de exploración a un costo para Shona de aproximadamente $2.250.000.

b. Contingencia de Pluspetrol

En julio 18, 2008, la Compañía y Ramshorn celebraron un acuerdo con Pluspetrol E&P S.A., una Compañía de Argentina ("Pluspetrol"), por el cual la Compañía y Ramshorn acordaron transferir a Pluspetrol una participación en la explotación del 51% en la licencia del Bloque 102 a cambio del reembolso del 100% de los costos pasados de sísmica y relacionados hasta un máximo de $3.4 millones, y el 58.29% de costos pasados en exceso de $3.4 millones, y el pago del 75% al 100% de ciertos costos futuros en que se incurra conforme a la licencia. Los montos pagados por Pluspetrol en exceso de su participación en la explotación del 51% se consideran préstamos a la Compañía y serán recuperados por Pluspetrol en el evento futuro de producción, si la hay, proveniente de la licencia. Estos montos serán registrados en los estados financieros cuando se vuelva probable que los montos tendrán que ser pagados por la Compañía. La Compañía cree que se cumplirá el resultado probable cuando empiece la producción comercial.

c. Compromisos de arrendamiento

La Compañía tiene un contrato de arrendamiento por el cual tiene arrendado espacio de oficinas en Houston, Texas, el cual empezó en julio 1 de 2007 y termina en diciembre 31 de 2012. Los compromisos de renta básica anual son de $90.573 por año para 2012. El arrendamiento también contiene una cláusula para gastos operativos de la edificación por encima de cierto monto. Para 2011, la Compañía pagó $10.812 para estos gastos. Además, la Compañía tiene un contrato de arrendamiento por el cual arrienda espacio de oficinas en Lima, Perú, el cual expira en junio 15 de 2012. Los compromisos de renta, incluidos mantenimiento e impuestos, son de $18.541 para el período de enero 1 a junio 15 de 2012.

d. Cartas de crédito irrevocables de garantía

A diciembre 31 de 2011, la Compañía tenía una carta de crédito irrevocable de garantía con la Northern Trust Company que debe estar vigente conforme a los términos de la Licencia del Bloque 102 en Perú. La letra es por un monto de $980.000 y está garantizada por un certificado de depósito (ver Nota 2), también tenido por Northern Trust Company el cual expiró en enero 20 de 2012 y fue prorrogado hasta octubre 10 de 2012. Los términos de la carta exigen una tasa variable no recalculada (con pagos periódicos de intereses) y un único pago no revelable de capital, con el capital exigible a la vista. El interés es a la Tasa Prime de Northern Trust Company con un piso del 2%. La Compañía no ha girado montos contra esta carta.

Además, la Compañía tenía una carta de crédito irrevocable de garantía con el Helm Bank en Bogotá por un monto de $350.000, la cual se requiere conforme a los términos de la licencia del Bloque Serranía en Colombia. Esta carta de crédito está garantizada por un certificado de depósito por el monto de $350.000 y vence en agosto 31 de 2012.

La Compañía también tenía una carta de crédito irrevocable de garantía con el Banco de Occidente en Panamá por un monto de $300.000, la cual se requiere conforme a los términos de la licencia del Bloque Esperanza en Colombia. Esta carta de crédito está garantizada por un certificado de depósito por el monto de $150.000 y vence en mayo 1 de 2013.

e. <u>Contingencias legales</u>

De tiempo en tiempo, la Compañía puede verse involucrada en varios temas legales. La administración de la Compañía estima que no hay temas abiertos a diciembre 31 de 2011 que pudieran tener un efecto importante en la situación financiera o los resultados de las operaciones de la Compañía.

NOTA 17 – REPORTE POR SEGMENTOS

Las operaciones de la Compañía comprenden un solo segmento de reporte que es la exploración y producción de petróleo y gas. Como las operaciones comprenden un solo segmento de reporte, los montos revelados en los estados financieros consolidados de gastos y pérdidas para el año también representan montos segmentados.

Durante 2011, las ventas a dos clientes externos representaban respecto de cada uno de ellos más del 10% del ingreso total. Los clientes externos representan el 61% y el 39% del total, respectivamente, para el año terminado en diciembre 31 de 2011. Durante el año terminado en diciembre 31 de 2010, el 100% del ingreso total fue con un solo cliente externo.

NOTA 18 – GANANCIAS POR ACCIÓN

La Compañía ha registrado una pérdida para los años terminados en diciembre 31 de 2011 y 2010 y en consecuencia no se ha hecho adición alguna al promedio ponderado básico del número de acciones ordinarias al calcular el promedio ponderado diluido del número de acciones ordinarias pues los montos diluidos por acción ordinaria son antidilusivos. La pérdida diluida por acción se calcula usando el método de acciones readquiridas para determinar el efecto dilusivo de las acciones preferenciales convertibles y los derechos de adquisición de acciones. El método de acciones readquiridas asume que el producto recibido por el ejercicio de derechos de adquisición de acciones *in the money* se usa para recomprar acciones ordinarias al precio promedio del mercado durante el período. A diciembre 31 de 2011 y 2010, respectivamente, 175.939 y 159.971 acciones preferenciales convertibles y 40.145.993 y 28.145.993 derechos de adquisición

de acciones fueron excluidos de la determinación del efecto dilusivo pues su impacto podría ser antidilusivo en este cálculo.

	2011	2010
Pérdida neta	$(29.860.517)	$(10.832.403)
Promedio ponderado de acciones en circulaci	194.287.626	150.975.936
Pérdida por acción - básico y diluido	$ (0,15)	$ (0,07)

NOTA 19- TRANSICIÓN A LOS IFRS

La Compañía ha adoptado los IFRS con efecto a partir de enero 1 de 2010 (la "Fecha de Transición") y ha preparado su primer balance según los IRFS a esa fecha. Antes de la adopción de los IFRS, la Compañía preparaba sus estados financieros de acuerdo con los PCGA de EE.UU. Los estados financieros consolidados de la Compañía para el año terminado en diciembre 31 de 2011 serán los primeros estados financieros anuales que cumplan con los IFRS. La Compañía ha preparado los estados financieros que cumplen con los IFRS aplicables a períodos que empiezan en o después de enero 1 de 2010 y las políticas contables significativas que cumplen con esos requerimientos están descritas en la Nota 2.

Exenciones opcionales a la aplicación retrospectiva total

En la preparación de estos estados financieros consolidados, de acuerdo con el IFRS 1 "Adopción por primera vez de los Estándares Internacionales de Reporte Financiero" (IFRS 1), aplicamos las siguientes excepciones opcionales a la aplicación retrospectiva total de los IFRS.

(i) Costo estimado de activos de petróleo y gas

La Compañía ha optado por reportar ítems de activos de petróleo y gas en la Fecha de Transición al costo estimado en vez del costo real que podría ser determinado conforme a los IFRS. El costo estimado de un ítem puede ser su valor razonable a la Fecha de Fecha de Transición o el monto registrado según los PCGA de EE.UU. previos. La exención puede ser aplicada activo por activo. Los activos de petróleo y gas que eran parte del grupo a todo costo, determinados como activos desarrollados o productivos, fueron asignados a UGE en la Fecha de Transición, a prorrata usando valores de reservas, con sujeción a una prueba de deterioro en la Fecha de Transición.

(ii) Pagos basados en acciones

La Compañía ha optado por no aplicar el IFRS 2 "Pagos basados en acciones" a instrumentos de capital que vencieron antes de la Fecha de Transición. Se hicieron ajustes solamente a Pagos Basados en Acciones que habían sido otorgados antes de la Fecha de Transición pero que no habían vencido.

Excepciones obligatorias a la aplicación retrospectiva

En la preparación de estos estados financieros consolidados de acuerdo con el IFRS 1, tuvimos que aplicar las siguientes excepciones obligatorias a la aplicación retrospectiva total de los IFRS.

(iii) Estimados

No se usó análisis retrospectivo para hacer o revisar estimados y, de acuerdo con ello, nuestros estimados previamente hechos bajo los PCGA de EE.UU. son consistentes con su aplicación bajo los IFRS.

Conciliación de PCGA de EE.UU. a IFRS

El IFRS 1 exige la presentación de una conciliación del patrimonio, el ingreso (pérdida) neto, el ingreso (pérdida) neto y los flujos de caja de períodos anteriores. La pérdida neta y la pérdida total son la misma para todos los períodos presentados. La transición de PCGA de EE.UU. a IFRS no tuvo un efecto significativo en los flujos de caja previamente reportados. Lo siguiente representa las conciliaciones de PCGA de EE.UU. a IFRS para los períodos respectivos, para patrimonio e ingreso (pérdida) neto.

NOTA 19- TRANSICIÓN A IFRS (continuación)

Conciliación de patrimonio:

	Nota	Enero 1 de 2010	Diciembre 31 de 2010
Patrimonio según lo reportado conforme a los PCGA de EE.UU.		$ 25.982.818	$ 41.383.392
Ajustes a IFRS, aumento (disminución):			
Porción de capital de Acciones Preferenciales Convertibles con dividendo del 10%	5	-	2.169.323
Derechos de adquisición de acciones - asignación de costos de transacción		-	(10.648)
Déficit		(96.668)	(4.842.832)
Patrimonio según lo reportado conforme a los IFRS		$ 25.886.150	$ 38.699.235

	Nota	Año terminado diciembre 31 de 2010
Pérdida neta y pérdida total según lo reportado conforme a los PCGA de EE.UU.		$ (6.086.239)
Ajustes a IFRS (disminución):		
Gastos de exploración y evaluación	3	(3.195.031)
Agotamiento	2	(470.288)
Pagos basados en acciones	4	(31.667)
Aumento de Acciones Preferenciales Convertibles con dividendo del 10%	5	(1.049.178)
Pérdida neta y pérdida total según lo reportado conforme a los IFRS		$ (10.832.403)

1. Reclasificaciones

Aumento de la obligación de abandono de pozos

Conforme a los PCGA de EE.UU., la Compañía presentó un gasto de aumento en las obligaciones de abandono de pozos como parte de los gastos generales y administrativos. Conforme a los

IFRS, el gasto de aumento ha sido reclasificado a costos financieros para ajustarse a la presentación de los IFRS. Este es un cambio de presentación y por lo tanto no hubo impacto a la Fecha de Transición en la adopción de los IFRS.

Reclasificación de activos de petróleo y gas a activos de exploración y evaluación

Los activos de exploración y evaluación consisten en proyectos de exploración de la Compañía que están pendientes de la determinación de reservas probadas y probables. Los gastos de capital para exploración y evaluación se acumulan en UGE pendientes de la determinación de factibilidad técnica y viabilidad comercial. A la determinación de reservas probadas y probables, los activos de exploración y evaluación atribuibles a tales reservan se someten primero a prueba de deterioro y después se reclasifican de activos de exploración y evaluación a activos de petróleo y gas.

Conforme a los PCGA de EE.UU. los activos de exploración y evaluación se incluyen en el grupo a todo costo y son agotados como una unidad y por unidad de producción sobre las reservas probadas. Conforme a los IFRS, los activos de exploración y evaluación fueron de $3.760.667 a enero 1 de 2010, los cual tuvo como resultado una reclasificación de activos de petróleo y gas a enero 1 de 2010. A diciembre 31 de 2010, los activos de petróleo y gas por $43.674.314 reportados conforme a los IFRS fueron menores que los $55.213.828 reportados conforme a los PCGA de EE.UU. por $11.539.514. La diferencia debida a la reclasificación de activos de petróleo y gas como activos de exploración y evaluación ($6.995.681), pozos secos y otros costos de exploración y evaluación cargados al gasto conforme a los IFRS ($3.195.031), y el inventario de tubería y equipo reclasificado fuera de los activos de petróleo y gas como inventario ($1.348.802).

2. Agotamiento de activos de petróleo y gas (“Agotamiento”)

   Conforme a los PCGA de EE.UU., el grupo a todo costo fue agotado como una unidad y por unidad de producción sobre las reservas probadas. Conforme a los IFRS, la Compañía agota los activos de petróleo y gas natural por unidad de producción sobre las reservas probadas más probables. Además, el agotamiento se calcula a nivel de componente individual o de área. No hay impacto en el estado de situación financiera de enero 1 de 2010 por el cambio debido a la opción del IFRS 1 para entidades de petróleo y gas a todo costo distinto a la reclasificación de activos de exploración y evaluación según lo descrito anteriormente. Para el año terminado en diciembre 31 de 2010, el impacto fue un aumento en el gasto por agotamiento de $470.288.

3. Gasto de exploración y evaluación

   Conforme al método de todo costo de los PCGA de EE.UU., los activos de exploración y evaluación se capitalizan y amortizan en el grupo a todo costo usando un método de unidad de producción. Conforme a los IFRS, cuando se determina que un área no es técnicamente factible y comercialmente viable, o la Compañía decide no continuar con su actividad, los costos no recuperables se cargan a ingreso neto como gasto de exploración y evaluación. Para el año terminado en diciembre 31 de 2010, $3.195.031 se registraron como gasto de exploración y evaluación.

4. Pagos basados en acciones

   Conforme a los PCGA de EE.UU., la Compañía usó el método de línea recta para registrar el gasto de bonificaciones basadas en acciones adquiridas incondicionalmente. El valor razonable de

los pagos basados en acciones fue calculado como un otorgamiento y el valor razonable resultante fue reconocido de acuerdo con el método de línea recta por el período de maduración. Conforme a los IFRS, cada porción de una bonificación con fecha de maduración diferente es considerada un otorgamiento separado para el cálculo del valor razonable, y el valor razonable resultante se amortiza por el período de maduración de la porción respectiva. La mayoría de la diferencia relacionada con la remuneración basada en acciones corresponde al cambio en la programación del registro del gasto, de línea recta conforme a los PCGA de EE.UU. a adquisición escalonada conforme a los IFRS. Esto tiene como resultado un mayor gasto reconocido en los primeros años de maduración conforme a los IFRS. Para el año terminado diciembre 31 de 2010, los gastos generales y administrativos aumentaron en $31.667 como resultado de este cambio.

5. Acciones preferenciales convertibles

Conforme a los IFRS, las acciones preferenciales convertibles se asignan a los componentes de capital y pasivo asignados con base en el valor razonable residual de los componentes en la fecha de emisión cuando conforme a los PCGA de EE.UU. haya sido reconocido como capital temporal en el balance. Para el período terminado en diciembre 31 de 2010, $2.169.323 fueron reclasificados a capital y $12.059.106 fueron reclasificados a deuda de largo plazo. La suma de $1.049.178 de gasto adicional por intereses involucra el aumento del descuento sobre las acciones preferenciales conforme a los PCGA de EE.UU. y el registro del gasto por intereses relacionado con la porción de pasivo del instrumento.

ANEXO B

ESTADOS FINANCIEROS DEL SEGUNDO TRIMESTRE

Estados financieros intermedios consolidados condensados

(no auditados)

Junio 30 de 2012

Shona Energy Company, Inc. y sus subsidiarias
ESTADOS CONSOLIDADOS CONDENSADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA
(no auditados)
(dólares de EE.UU.)

	Nota	Junio 30 de 2012	Diciembre 31 de 2011
ACTIVOS			
ACTIVOS CORRIENTES:			
Efectivo y equivalentes de efectivo		$ 17.933.190	$ 21.444.711
Efectivo restringido		1.480.000	1.330.000
Cuentas por cobrar		3.970.137	2.488.117
Gastos pagados por anticipado		614.861	346.804
Total activos corrientes		23.998.188	25.609.632
PROPIEDADES Y EQUIPO:			
Activos de petróleo y gas	6	63.414.429	63.013.346
Activos de exploración y evaluación	5	5.961.323	125.761
Inventario de tubería y equipo de petróleo y gas		627.211	614.300
Otras propiedades y equipos	7	235.830	194.182
Total propiedades y equipo		70.238.793	63.947.589
Agotamiento, depreciación y amortización acumulados		(5.364.900)	(3.255.808)
Propiedades y equipo - neto		64.873.893	60.691.781
OTROS ACTIVOS NO CORRIENTES:			
Efectivo restringido		722.663	732.501
Valor agregado y otros impuestos por cobrar		-	29.854
Depósitos reembolsables		7.548	7.548
TOTAL ACTIVOS		$ 89.602.292	$ 87.071.316
PASIVOS Y PATRIMONIO			
PASIVOS CORRIENTES:			
Cuentas por pagar		$ 1.410.600	$ 2.861.971
Gastos causados		5.848.986	3.333.226
Porción corriente de deuda a largo plazo	9	2.350.238	2.496.793
Total pasivos corrientes		9.609.824	8.691.990
OBLIGACIÓN DE ABANDONO DE POZOS	8	1.865.441	1.763.469
DEUDA DE LARGO PLAZO	9	20.336.435	16.410.851
OTRAS OBLIGACIONES DE LARGO PLAZO		694.715	802.981
IMPUESTOS DE RENTA DIFERIDOS		5.861.642	4.576.754
PATRIMONIO:			
Capital accionario	12	100.785.965	102.545.355
Acciones preferenciales convertibles de serie A con dividendo del 10%	12	2.558.424	2.632.473
Derechos de adquisición de acciones	12	1.837.259	1.837.259
Superávit aportado	12	260.557	-
Acciones readquiridas	12	(673.899)	-
Déficit		(53.534.071)	(52.189.816)
Total patrimonio		51.234.235	54.825.271
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO		$ 89.602.292	$ 87.071.316

Las notas anexas son parte integrante de estos estados financieros intermedios no auditados.

Shona Energy Company, Inc. y sus subsidiarias
ESTADOS CONSOLIDADOS CONDENSADOS DE OPERACIONES E INGRESO (PÉRDIDA) TOTAL
(no auditados)
(dólares de EE.UU.)

Gastos de exploración y evaluación	5	3.997.160	-	3.997.160	-
Generales y administrativos		1.705.961	3.021.686	2.826.894	4.780.489
Impuestos distintos al de renta		29.392	2.175	86.112	1.298.822
Total gastos operacionales		7.976.371	3.798.961	11.331.707	7.367.366
INGRESO (PÉRDIDA) DE LAS OPERACIONES		(1.576.825)	(3.154.889)	1.271.571	(6.348.758)
OTRO INGRESO (GASTO):					
Costos financieros	11	(616.257)	(554.769)	(1.226.495)	(1.096.217)
Ingreso por intereses		15.938	9.217	30.606	24.948
Otro ingreso		18.010	2.739	22.826	5.402
INGRESO (PÉRDIDA) NETO ANTES DE IMPUESTOS DE RENTA		(2.159.134)	(3.697.702)	98.508	(7.414.625)
GASTO DE IMPUESTO DE RENTA (BENEFICIO):					
Corriente		60.339	56.091	157.875	90.236
Diferido		697.291	(29.037)	1.284.888	(41.149)
INGRESO (PÉRDIDA) NETO E INGRESO (PÉRDIDA) TOTAL		$(2.916.764)	$(3.724.756)	$ (1.344.255)	$(7.463.712)
Ingreso (pérdida) por acción	16				
- Básico		$ (0,01)	$ (0,02)	$ (0,01)	$ (0,04)
- Diluido		$ (0,01)	$ (0,02)	$ (0,01)	$ (0,04)

Las notas anexas son parte integrante de estos estados financieros intermedios no auditados.

Shona Energy Company, Inc. y sus subsidiarias
ESTADOS CONSOLIDADOS CONDENSADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
(no auditados)
(dólares de EE.UU.)

	Capital Accionario	Acciones preferenciales convetibles obligatoriamente redimibles	Derechos de adquisición de acciones	Superávit aportado	Acciones readquiridas	Déficit	Total
SALDO - Diciembre 31 de 2010	$ 1.638.345	$ 2.169.323	$ 1.837.259	$ 55.383.607	$ -	$ (22.329.299)	$ 38.699.235
Emisión de acciones conforme a planes de remuneración con acciones	25.000	-	-	1.337.391	-	-	1.362.391
Dividendos	-	463.150	-	(1.599.710)	-	-	(1.136.560)
Emisión de acciones ordinarias	63.195	-	-	4.416.807	-	-	4.480.002
Emisión de derechos de adquisición de acciones	-	-	9.745.860	-	-	-	9.745.860
Transacción de absorción inversa:							
Colocación privada emitida	32.236.970	-	-	-	-	-	32.236.970
Comisión de agente de colocación privada	(1.666.721)	-	-	-	-	-	(1.666.721)
Emisión conforme a transacción de absorción inversa	964.611	-	-	-	-	-	964.611
Intercambio de derechos de adquisición de acciones por acciones ordinarias	9.745.860	-	(9.745.860)	-	-	-	-
Reclasificar superávit aportado a capital accionario	59.538.095	-	-	(59.538.095)	-	-	-
Pérdida neta	-	-	-	-	-	(29.860.517)	(29.860.517)
SALDO - diciembre 31 de 2011	$ 102.545.355	$ 2.632.473	$ 1.837.259	$ -	$ -	$ (52.189.816)	$ 54.825.271
Remuneración basada en acciones	-	-	-	260.557	-	-	260.557
Dividendos	(1.759.390)	(74.049)	-	-	-	-	(1.833.439)
Recompra de acciones ordinarias	-	-	-	-	(673.899)	-	(673.899)
Pérdida neta	-	-	-	-	-	(1.344.255)	(1.344.255)
SALDO - junio 30 de 2012	$ 100.785.965	$ 2.558.424	$ 1.837.259	$ 260.557	$ (673.899)	$ (53.534.071)	$ 51.234.235

Las notas anexas son parte integrante de estos estados financieros intermedios no auditados.

Shona Energy Company, Inc. y sus subsidiarias
ESTADOS CONSOLIDADOS CONDENSADOS DE FLUJOS DE CAJA
Seis meses terminados en junio 30 de
(no auditados) (en dólares de EE.UU.)

	Nota	2012	2011
FLUJOS DE CAJA DE ACTIVIDADES OPERATIVAS:			
Ingreso (pérdida) neto		$ (1.344.255)	$ (7.463.712)
Ajustes para conciliar ingreso (pérdida) neto con efectivo neto provisto por (usado en) actividades operativas:			
Depreciación, agotamiento y amortización	6,7	2.109.092	599.644
Impuestos de renta diferidos		1.284.888	(41.149)
Gasto de remuneración no en efectivo	13	260.557	1.362.390
Aumento de acciones preferenciales convertibles de Serie A con dividendo del 10%	11,12	1.051.136	851.213
Obligación de abandono de pozos - gasto de aumento	8	101.972	43.807
Gasto de exploración y evaluación		3.997.160	-
Cambios en activos y pasivos:			
Cuentas por cobrar		(1.482.020)	(251.376)
Impuestos al valor agregado por cobrar		29.854	(37.265)
Gastos pagados por anticipado		(268.057)	(100.755)
Cuentas por pagar		1.897	(33.503)
Gastos causados		(2.149.602)	1.576.411
Otras obligaciones a largo plazo		(108.266)	800.834
Efectivo neto provisto por (usado en) actividades operativas		3.484.356	(2.693.461)
FLUJOS DE CAJA DE ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:			
Compras de otras propiedades y equipo	7	(41.648)	(11.500)
Gastos de capital de petróleo y gas	5,6	(6.422.720)	(4.441.066)
Pago de pagaré de GSS	9	(1.454.310)	(438.798)
Aumento de inversión en Ramshorn International		(559.191)	(303.462)
Aumento de efectivo restringido		(140.162)	(253.079)
Efectivo neto usado en actividades de inversión		(8.618.031)	(5.447.905)
FLUJOS DE CAJA DE ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN:			
Producto de emisión de acciones ordinarias	12	-	4.480.002
Producto de emisión de derechos de adquisición de acciones	12	-	9.745.860
Compra de acciones readquiridas	12	(673.899)	-
Producto de préstamos solicitados		2.577.608	73.715
Pago de deuda con bancos		(7.865)	-
Dividendos pagados	12	(273.690)	(2.910)
Efectivo neto provisto por (usado en) actividades de financiación		1.622.154	14.296.667
AUMENTO (DISMINUCIÓN) NETO EN EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO		(3.511.521)	6.155.301
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO, comienzo del año		21.444.711	4.536.927
EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO, fin del año		$ 17.933.190	$ 10.692.228
Revelación adicional de información de flujo de caja:			
Impuestos de renta pagados		$ 250.614	$ 22.197
Intereses pagados		$ 118.410	$ 83.510

Las notas anexas son parte integrante de estos estados financieros intermedios no auditados.

Shona Energy Company, Inc. y sus subsidiarias
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CONDENSADOS
Para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2012 y 2011
(no auditados)
(dólares de EE.UU.)

NOTA 1 – ENTIDAD REPORTANTE

Shona Energy Company Inc. ("Shona" o la "Compañía") es una compañía que cotiza en bolsa, constituida conforme a las leyes de Columbia Británica. Shona está principalmente dedicada a la adquisición, exploración, y desarrollo de petróleo, gas y líquidos de gas natural. La sede principal y la principal oficina ejecutiva de la Compañía está situada en 675 Bering, Suite 300, Houston, TX 77057 y la oficina registrada está situada en Piso 20, 250 de la Calle Howe, Vancouver BC V6C 3R8, Canadá. Todas las operaciones de la Compañía, salvo su sede principal, están en países distintos a Estados Unidos. Las operaciones de la Compañía están situadas en Perú y Colombia.

NOTA 2 – BASE DE PRESENTACIÓN

Principios de consolidación

Estos estados financieros consolidados condensados intermedios no auditados incluyen las cuentas de la Compañía y sus subsidiarias completamente propias o controladas. Todas las cuentas y transacciones significativas entre compañías han sido eliminadas en la consolidación.

Base de presentación y manifestación de cumplimiento

La Compañía ha preparado sus estados financieros consolidados condensados intermedios no auditados de acuerdo con el Estándar Contable Internacional 34, "Reporte financiero intermedio" consistente con los Estándares Internacionales de Reporte Financiero y sus interpretaciones (en conjunto denominados los "IFRS"), usando las políticas contables indicadas por la Compañía en sus estados financieros anuales consolidados para el año terminado en diciembre 31 de 2011, con las actualizaciones por nuevos pronunciamientos con efecto para el año terminado en diciembre 31 de 2012.

Estos estados financieros consolidados condensados no auditados se presentan en dólares de EE.UU., la cual es la moneda funcional de la Compañía.

Los estados financieros consolidados condensados intermedios no auditados fueron autorizados para su emisión en agosto 21 de 2012 por parte de la Junta Directiva.

NOTA 3 – TRANSACCIÓN DE ABSORCIÓN INVERSA

En septiembre 27 de 2011, la Anterior Shona adquirió a Rodeo Capital II Corporation ("Rodeo") en una transacción de absorción inversa. Antes de la transacción, Rodeo tenía 1.412.000 acciones ordinarias en circulación. Rodeo adquirió 172.653.966 acciones ordinarias de la Anterior Shona a cambio de sus activos netos. Rodeo entonces emitió 172.653.966 de sus acciones ordinarias a los propietarios originales de la Anterior Shona y la compañía producto de la fusión adoptó el nombre de Shona Energy Company Inc.

Esta transacción fue registrada como una transacción de absorción inversa que no constituye una combinación de negocios. Para fines contables, la compañía matriz legal (Rodeo) en la transacción de absorción inversa es considerada como una continuación de la subsidiaria legal (Anterior Shona) que es considerada como la adquirente. De acuerdo con ello, los estados financieros consolidados reflejan la situación financiera, los resultados de las operaciones y los flujos de caja de la Anterior Shona, para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2011. Los resultados de Rodeo han sido incluidos a partir de septiembre 27 de 2011.

A Rodeo le fueron emitidas 1.412.000 acciones ordinarias a cambio de sus activos netos. Las acciones ordinarias fueron valoradas a $988.400, o $0.70 por acción, menos $23.789 de costos de transacción. El exceso del costo de adquisición sobre los activos netos adquiridos de $677.220 y $158.171 de costos de transacción fueron registrados como gasto. Conforme a la contabilidad de la absorción inversa, el costo de compra de los activos netos de Rodeo y la asignación de costos a activos y pasivos de la Compañía son como se indica a continuación:

Activos netos adquiridos a valor razonables:		
Efectivo	$	129.221
Costos de la transacción, diferidos		181.959
	$	311.180

Después de la adquisición, los costos de transacción diferidos de $181.959 fueron cambiados como se indica a continuación:

Capital accionario	$	23.789
Gastos generales y administrativos		158.170
	$	181.959

NOTA 4 – PARTE RELACIONADA Y PERSONAL CLAVE

La subsidiaria de Shona, Geoproduction LLC, celebró un acuerdo de participación en ganancias netas ("PGN") en 2010 con inversionistas, incluida una compañía de propiedad de un miembro de la junta directiva de Shona. El acuerdo fue celebrado antes de la adquisición de Geoproduction por parte de Shona. Shona pagó a la compañía según se indica a continuación:

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2012	2011	2012	2011
Participación en ganancias netas	$ 65.335	$ 104.429	$ 121.263	$ 136.552

La Compañía ha determinado que el personal directivo clave en 2012 y 2011 incluye los Miembros de Junta Directiva (ejecutivos y no ejecutivos), el Director Ejecutivo, el Presidente, el Vicepresidente de Operaciones, el Vicepresidente Financiero y el Vicepresidente de Administración y Legal y el Tesorero. La Compañía celebró un acuerdo de retiro con un ejecutivo, por el cual este recibirá la suma de un año de salario como beneficio de terminación si hay un cambio de control dentro de los tres años siguientes a la fecha efectiva de enero 1 de 2012. La remuneración pagada al personal directivo clave es la siguiente:

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2012	2011	2012	2011
Beneficios a corto plazo [1]	$ 230.000	$ 316.607	$ 483.750	$ 341.895
Pagos basados en acciones	-	1.894.600	152.507	2.109.850

[1] Los beneficios de corto plazo incluyen salarios, pagos de plan de incentivo anual y de largo plazo y honorarios de miembros de junta directiva

NOTA 5 – ACTIVOS DE EXPLORACIÓN Y EVALUACIÓN

	Activos de exploración y evaluación
Saldo - enero 1 de 2011	$ 6.995.681
Adiciones	1.636.606
Transferencias a activos de petróleo y gas	(33.364)
Gasto de exploración	(8.473.162)
Saldo - diciembre 31 de 2011	$ 125.761
Adiciones	7.174.300
Gasto de exploración	(1.338.738)
Saldo - junio 30 de 2012	$ 5.961.323

Estos costos son principalmente costos de exploración relacionados con área no probada en los Bloques Esperanza y Serranía en Colombia. Las propiedades de evaluación y exploración son evaluadas anualmente para determinar deterioro. En diciembre de 2011, la Compañía deterioró completamente su inversión en el Bloque 102 en Perú, con base en los resultados limitados del pozo Boa Oeste-1X perforado en el segundo semestre de 2011. En diciembre de 2011, la Compañía deterioró completamente los costos capitalizados de su programa de sísmica de 2010 el cual cubrió la porción noreste del Bloque Esperanza. Debido al pequeño tamaño de los prospectos identificados, la Compañía la Compañía registró un gasto de exploración de $6.329.383 en 2011. La Compañía castigó como gasto de exploración y evaluación $2.143.779 de costos para el Bloque 102 no probado en Perú en 2011 y $1.338.738 en 2012. En 2012, las adiciones en 2012 se relacionaron principalmente con un programa de sísmica adelantado en la porción no explorada del Bloque Esperanza. El programa fue culminado en el segundo trimestre de 2012. Con sujeción a las condiciones de la industria, se espera culminar la evaluación de las propiedades de evaluación y exploración de la Compañía en cinco años.

NOTA 6 – ACTIVOS DE PETRÓLEO Y GAS

	Activos de petróleo y gas
Costo	
A enero 1 de 2011	$ 43.674.314
Adiciones	19.305.668
Transferencias de activos de exploración y evaluación	33.364
Saldo - diciembre 31 de 2011	$ 63.013.346
Adiciones	401.083
Saldo - junio 30 de 2012	$ 63.414.429
Agotamiento y amortización acumulados	
Saldo - enero 1 de 2011	$ (1.583.491)
Gasto de agotamiento y amortización	(1.624.869)
Saldo - diciembre 31 de 2011	$ (3.208.360)
Gasto de agotamiento y amortización	(2.090.597)
Saldo - junio 30 de 2012	$ (5.298.957)

NOTA 7 – OTRAS PROPIEDADES Y EQUIPOS

	Maquinaria y equipo	Muebles y enseres	Total otras propiedades y equipos
Costo			
A enero 1 de 2011	$ 25.684	$ 46.215	$ 71.899
Adiciones	118.179	4.104	122.283
Saldo - diciembre 31 de 2011	$ 143.863	$ 50.319	$ 194.182
Adiciones	34.642	7.006	41.648
Saldo - junio 30 de 2012	$ 178.505	$ 57.325	$ 235.830
Depreciación acumulada			
Saldo - enero 1 de 2011	$ (12.018)	$ (20.448)	$ (32.466)
Gasto de depreciación	(3.504)	(11.478)	(14.982)
Saldo - diciembre 31 de 2011	$ (15.522)	$ (31.926)	$ (47.448)
Gasto de depreciación	(11.096)	(7.399)	(18.495)
Saldo - junio 30 de 2012	$ (26.618)	$ (39.325)	$ (65.943)

NOTA 8 –OBLIGACIONES DE ABANDONO DE POZOS

Las obligaciones de abandono de pozos principalmente se refieren al abandono de pozos e instalaciones de petróleo y gas. La tabla siguiente indica los cambios a las obligaciones de abandono de pozos de la Compañía para el año terminado en diciembre 31 de 2011 y los seis meses terminados en junio 30 de 2012:

Saldo - enero 1 de 2011	$ 750.889
Pasivos en que se incurrió	301.979
Revisiòn de obligación estimada	593.985
Gasto de aumento	116.616
Saldo - diciembre 31 de 2011	$ 1.763.469
Gasto de aumento	101.972
Saldo - junio 30 de 2012	$ 1.865.441

La medición inicial de obligaciones de abandono de pozos a valor razonable se calcula usando técnicas de flujo de caja descontado con base en estimados internos de costos futuros de abandono relacionados con propiedades de petróleo y gas. Los datos significativos de Nivel 3, o la información no observable, usados en el cálculo de obligaciones de abandono de pozos incluyen los costos estimados del taponamiento de pozos y el desmantelamiento de instalaciones y la fecha estimada en que los pozos cesarán de producir y las instalaciones serán abandonadas.

NOTA 9 –DEUDA

A junio 30 de 2012, el detalle de la deuda es el siguiente:

	Total	Largo plazo	Porción corriente
Pagaré de GSS	$ 1.021.520	$ -	$ 1.021.520
Préstamos de bancos	2.631.806	1.319.079	1.312.727
Arrendamiento de capital	48.976	32.985	15.991
Acciones preferenciales - porción de deuda (ver Nota 12)	18.984.371	18.984.371	-
Total	$ 22.686.673	$ 20.336.435	$ 2.350.238

A diciembre 31 de 2011, el detalle de la deuda es el siguiente:

	Total	Largo plazo	Porción corriente
Pagaré de GSS	$ 2.475.830	$ -	$ 2.475.830
Préstamo bancario	58.328	37.365	20.963
Acciones preferenciales - porción de deuda (Ver N	16.373.486	16.373.486	-
Total	$ 18.907.644	$ 16.410.851	$ 2.496.793

En noviembre de 2010, la Compañía celebró un acuerdo con Geofísica Sistemas y Soluciones S.A. ("GSS"), un contratista geofísico situado en Bogotá, para realizar un programa de sísmica sobre aproximadamente 120 kilómetros cuadrados en un área inexplorada del Bloque Esperanza. Este programa fue llevado a cabo en diciembre de 2010. Conforme a los términos del acuerdo, la Compañía está obligada a pagar a GSS $4.986.049 más impuesto al valor agregado por $797.768, menos las retenciones de impuestos de $299.163. La Compañía pagó a GSS $1.200.000 en efectivo, $1.119.880 de los cuales en diciembre de 2010 y $80,120 en enero de 2011. El saldo del monto debido fue financiado por GSS con un pagaré pagadero a GSS por un monto de $4.284.654. Los términos de este pagaré exigen que la Compañía haga dieciocho pagos mensuales de $261.154 a partir de mayo 1 de 2011, lo cual incluye un interés del 12% anual sobre los saldos no pagados. Además de esta contraprestación, GSS recibió una participación en regalías del 1% en el pozo Nelson #2, el cual fue perforado en noviembre de 2010. Para el año terminado en diciembre 31 de 2011, $340.909 del gasto de intereses se capitalizaron en activos de exploración y evaluación. No se capitalizaron intereses en 2012.

En junio de 2011 la subsidiaria Geoproduction de la Compañía recibió en préstamo $73.715 del Banco de Occidente Credencial en Bogotá, Colombia. El pagaré causa interés al 11.4% anual por un plazo de tres años. A junio 30 de 2012, $30.274 fueron clasificados como de largo plazo en el balance.

En febrero de 2012 la subsidiaria Geoproduction de la Compañía celebró un arrendamiento de vehículo por $52.711 con el Banco de Occidente. El término del arrendamiento es de 36 meses y causa intereses al 11.3% anual. A junio 30 de 2012, $32.985 fueron clasificados como de largo plazo en el balance.

En junio de 2012, la subsidiaria Geoproduction de la Compañía obtuvo una línea de crédito con el Banco de Occidente Credencial por el equivalente en dólares de EE.UU. a $2.6 millones. La línea de crédito causa intereses al 9.5% anual y expira en septiembre 6 de 2014. A junio 30 de 2012, $1.288.804 fueron clasificados como de largo plazo en el balance.

NOTA 10 – ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO

Las actividades de la Compañía la exponen a una variedad de riesgos financieros que surgen como resultado de sus actividades de exploración, desarrollo, producción y financiación, tales como:

- Riesgo de crédito
- Riesgo de liquidez
- Riesgo de mercado

Esta nota presenta información sobre la exposición de la Compañía a cada uno de los riesgos anteriores, los objetivos, políticas y procesos de la Compañía para medir y manejar el riesgo, y la administración de capital de la Compañía. Revelaciones cuantitativas adicionales se incluyen a lo largo de estos estados financieros consolidados.

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito es el riesgo de pérdida financiera para la Compañía relacionado con la incapacidad de un tercero de cumplir con sus obligaciones de pago. La Compañía está expuesta al riesgo de que los terceros que le deban dinero no cumplan con sus obligaciones. La Compañía evalúa la fortaleza financiera de sus socios en empresas conjuntas y las contrapartes de mercadeo en su administración de la exposición al riesgo de crédito.

Hay dos clientes externos que representan el 81% y 19% del ingreso total, respectivamente, para los seis meses terminados en junio 30 de 2012. Durante los seis meses terminados en junio 30 de 2011, 100% del ingreso total fue a un cliente externo.

Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez se refiere al riesgo de que una compañía no pueda cumplir sus obligaciones financieras a su vencimiento. El enfoque de la administración al manejar la liquidez es asegurarse, en cuanto sea posible, de que siempre tenga suficiente liquidez para cumplir con sus obligaciones a su vencimiento, en condiciones normales y extremas, sin incurrir en pérdidas inaceptables o con riesgo de daño a la reputación de la Compañía. A junio 30 de 2012, la Compañía considera que está bien capitalizada, con capital de trabajo en exceso de sus obligaciones corrientes.

A junio 30 de 2012, Shona tenía las siguientes obligaciones contractuales:

Obligaciones contractuales	Total	Menos de 1 año	1-3 años	4-5 años	Después de 5 años
Deuda (capital e intereses) [1]	$ 1.021.520	$ 1.021.520	$ -	$ -	$ -
Préstamos bancarios	2.680.782	1.328.718	1.352.064	-	-
Arrendamientos operativos	134.681	134.681	-	-	-
Total	$ 3.836.983	$ 2.484.919	$ 1.352.064	$ -	$ -

[1] Esta deuda es el pagaré por pagar a Geofísica Sistemas y Soluciones S.A. por una parte del programa de sísmica que esta firma realizó para Shona en diciembre de 2010.

NOTA 10 – ADMINISTRACIÓN DEL RIESGO FINANCIERO (continuación)

Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de que cambios en los precios de mercado, como los precios de productos básicos, las tasas de cambio extranjeras, y las tasas de interés afecten el ingreso o el valor de los instrumentos financieros de la Compañía. El objetivo de la administración del riesgo de mercado es manejar y controlar las exposiciones al riesgo de mercado dentro de parámetros aceptables, a la vez que se optimicen los retornos.

Riesgo de precio de productos básicos. La Compañía está expuesta a los movimientos de los precios de productos básicos como parte de sus operaciones, especialmente en relación con los precios recibidos por su producción de gas natural. El gas natural es sensible a numerosos factores a nivel mundial, varios de los cuales están por fuera del control de la Compañía. Los cambios en los fundamentos globales de oferta y demanda en el mercado del gas natural y los eventos geopolíticos pueden afectar significativamente los precios del gas natural. En consecuencia, estos cambios pueden afectar también el valor de las propiedades de la Compañía, el nivel de gasto en exploración y desarrollo y la capacidad de cumplir con las obligaciones a su vencimiento. La producción de gas natural de la Compañía se vende conforme a contratos de largo plazo atados al del índice de precios regional local. La Compañía no ha celebrado convenios de cobertura o permutas financieras relacionados con precios de productos básicos.

Riesgo de moneda extranjera. La Compañía está expuesta al riesgo de moneda extranjera pues varias porciones de su saldo de efectivo se tienen en dólares canadienses, pesos colombianos y dólares de EE.UU., mientras se espera que una porción de sus gastos a los que se ha comprometido estén denominados en pesos colombianos. La Compañía no ha celebrado convenios de cobertura o permutas financieras relacionados con moneda extranjera.

La Compañía, a través de su subsidiaria totalmente de su propiedad, Shona Energy Holding Limited, domiciliada en la Islas Vírgenes Británicas, mantiene saldos de efectivo en el Toronto-Dominion Bank en Canadá, en una cuenta que está denominada en dólares canadienses (CAD). Esta cuenta bancaria de depósito tiene calificación AAA de Moody's con un saldo asegurado de hasta CAD$100.000 (US$98.220) a las tasas de junio 30 de 2012. A junio 30 de 2012 y diciembre 31 de 2011, el saldo de la Compañía en esta cuenta totalizó el equivalente a US$7.665.871 y US$13.233.662, respectivamente.

La Compañía mantiene un portafolio de mercado monetario con Northern Institutional Funds manejado por Northern Trust Company. Este fondo es manejado para preservación de capital y liquidez de fondos. Las inversiones del fondo son exclusivamente en instrumentos del mercado monetario de alta calidad. Las participaciones en el fondo pueden ser compradas y vendidas en forma diaria. Los saldos en el fondo, el cual no está asegurado, a junio 30 de 2012 y diciembre 31 de 2011, fueron de $2.721.046 y $2.720.911, respectivamente.

La Compañía tiene cuentas corrientes en Northern Trust que tuvieron saldos combinados de $2.911.329 y $4.814.031 a junio 30 de 2012 y diciembre 31 de 2011, respectivamente.

Administración del capital

El objetivo de la Compañía es mantener una estructura de capital fuerte y flexible que permita la ejecución de su programa de gastos de capital, el cual es principalmente de gastos en actividades de petróleo y gas en Colombia y Perú, las cuales pueden ser o no ser exitosas, y mantener flexibilidad financiera, de modo que se mantenga la confianza de los inversionistas, los acreedores y el mercado y se sustente el desarrollo futuro del negocio.

La Compañía maneja su estructura de capital y hace ajustes a la misma a la luz de los en las condiciones económicas y las características de riesgo de los activos de petróleo y gas subyacentes. La Compañía considera que su estructura de capital incluye el patrimonio, la deuda de largo plazo y el capital de trabajo. Con el fin de mantener o ajustar la estructura de capital, la Compañía de tiempo en tiempo puede emitir acciones ordinarias u otros valores, vender activos, emitir deuda o ajustar sus gastos operativos o de capital para manejar niveles corrientes y proyectados de capital de trabajo. No hay cambios en el enfoque de la Compañía en relación con la administración del capital con respecto al período anterior.

Para evaluar la eficiencia operativa y del capital y la fortaleza financiera, la Compañía continuamente hace seguimiento a su estructura de capital, según se muestra a continuación:

	Junio 30 de 2012	Diciembre 31 de 2011
Capital de trabajo	$ 14.388.364	$ 16.917.642
Deuda de largo plazo	20.336.435	16.410.851
Patrimonio	51.234.235	54.825.271

NOTA 11 –COSTOS DE FINANCIACIÓN

Los costos de financiación consisten en lo siguiente:

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2012	2011	2012	2011
Gasto de intereses - préstamo bancario	$ 4.599	$ -	$ 4.602	$ -
Gasto de intereses - pagaré de GSS	25.260	95.159	68.785	201.197
Aumento de obligación de abandono de pozos	51.999	22.200	101.972	43.807
Aumento de porción de capital de acciones preferenciales convertibles con 10% de dividendo	534.399	437.410	1.051.136	851.213
Total costos de financiación	$ 616.257	$ 554.769	$ 1.226.495	$ 1.096.217

NOTA 12 –CAPITAL ACCIONARIO

(5) Preferencial

a. Autorizado:
Número ilimitado de Acciones preferenciales de valor nominal de $100
Número ilimitado de Acciones preferenciales de Serie “A”

b. Emitido y en circulación:
Acciones Preferenciales Convertibles de Serie “A” (“Preferenciales”) con dividendo del 10%

Las acciones Preferenciales pueden ser redimidas o recompradas por la Compañía por un valor de liquidación de $100 más todos los dividendos causados y no pagados después de la expiración del segundo aniversario desde la fecha original de emisión. Toda acción preferencial es convertible en cualquier momento antes del quinto aniversario posterior a la fecha de emisión en 172,41 acciones ordinarias de la Compañía. Estas acciones preferenciales causan un dividendo del 10% anual basado en el valor indicado de $100 de las acciones, pagadero anualmente, en el entendido de que la Compañía puede optar por pagar todo o una porción del dividendo en acciones preferenciales adicionales durante los dos años iniciales posteriores a la primera emisión de las acciones. Al quinto aniversario, estas acciones preferenciales se vuelven obligatoriamente redimibles. Las acciones preferenciales votan con acciones ordinarias de la Compañía como si se hubieran convertido en acciones ordinarias. La siguiente tabla indica los montos asignados a las porciones de capital y deuda de las acciones convertibles:

	Acciones Preferenciales		Porción de	Porción de
	Acciones	Monto	deuda	capital
Saldo - enero 1 de 2011	159.971	$ 15.569.900	$ 13.400.577	$ 2.169.323
Emitidas	15.968	1.674.961	1.211.811	463.150
Aumento	-	1.761.098	1.761.098	-
Saldo - diciembre 31 de 2011	175.939	$ 19.005.959	$ 16.373.486	$ 2.632.473
Emitidas	14.857	1.485.700	1.414.332	71.368
Aumento	-	1.051.136	1.196.553	(145.417)
Saldo - junio 30 de 2012	190.796	$ 21.542.795	$ 18.984.371	$ 2.558.424

Fecha de emisión	Número de Acciones Preferenciales	Convertibles a Acciones Ordinarias	Fecha en que se pueden redimir
27/01/2010	44.971	7.753.589	26/01/2012
02/02/2010	115.000	19.827.566	26/01/2012
28/02/2011	15.968	2.753.066	26/01/2012
28/02/2012	14.857	2.561.515	26/01/2012
	190.796	32.895.736	

En febrero de 2011, la Compañía optó por pagar el dividendo del 10% sobre las acciones Preferenciales en especie a los titulares existentes y emitió 15.968 Acciones Preferenciales en febrero 28 de 2011. Además, la Compañía pagó dividendos en efectivo por un total de $2.910 para fracciones de acciones.

En febrero 2012, la junta directiva decretó un dividendo en especie de Acciones Preferenciales de la Compañía igual al 10% del valor nominal indicado de $100 por Acción Preferencial, a sus accionistas que figuraban en el registro en febrero 1 de 2012. Cada titular recibió una Acción Preferencial por cada diez Acciones Preferenciales previamente poseídas, netas de acciones para la obligación de retención canadiense por $270.180. Los accionistas también recibieron efectivo en vez de fracciones de acciones por $3.510.

Las Acciones Preferenciales son consideradas un instrumento financiero compuesto que consiste en deuda convertible que puede ser convertida en acciones ordinarias a opción del titular, y el número de acciones por emitir no varía con los cambios de su valor razonable. También hay un componente de pasivo que fue reconocido inicialmente al valor razonable de un pasivo similar que no tiene una opción de conversión del capital. El componente de capital se reconoce inicialmente como la diferencia entre el valor razonable del instrumento compuesto como un todo y el valor razonable del componente de pasivo. Todos los costos de transacción directamente atribuibles fueron asignados a los componentes de pasivo y capital en proporción a sus valores iniciales en libros. Posteriormente al reconocimiento inicial, el componente de pasivo se mide al costo amortizado usando el método de interés efectivo. El componente de capital no es medido nuevamente después del reconocimiento inicial.

(6) Ordinario

c. Autorizado:

Número ilimitado de acciones ordinarias de Clase "A" con derecho a voto y Clase "B" sin derecho a voto sin valor nominal.

Antes de la absorción inversa, la Anterior Shona fue autorizada para emitir 300.000.000 acciones ordinarias de valor nominal de $0.01. Al cierre de la absorción inversa, las acciones ordinarias no tienen valor nominal y, por lo tanto, la suma de $59.538.095 de superávit aportado fue reclasificada a capital accionario.

.

d. Emitido y en circulación:

	Acciones[1]		Monto
Saldo - diciembre 31 de 2010	163.834.448	$	1.638.345
Emisión de acciones ordinarias	6.319.516		63.195
Emisión de acciones ordinarias conforme a planes de remuneración con acdiones	2.500.002		25.000
Transaccíon de absorción inversa:			
Colocación privada	45.961.731		32.236.970
Comisión del agente de la colocación privada	-		(1.666.721)
Intercambiadas por acciones de Rodeo Capital II	(172.653.966)		-
Emitidas conforme a la transacción de absorción inversa	172.653.966		-
Acciones de Rodeo Capital II reconocidas[2]	1.412.000		964.611
Intercambio de derechos especiales de adquisición de acciones por acciones	14.740.143		9.745.860
Reclasificar superávit aportado a capital accionario	-		59.538.095
Saldo - diciembre 31 de 2011	234.767.840		102.545.355
Dividendo preferencial pagado en especie	-		(1.759.390)
Recompra de acciones ordinarias	(2.092.557)		-
Saldo - junio 30 de 2012	232.675.283	$	100.785.965

(1) Conforme a la contabilidad de la absorción inversa, el número de las acciones emitidas y en circulación es el de Shona Energy Company (antes Rodeo Capital II Corporation), la matriz

legal. Sin embargo, el monto de capital accionario es el de la subsidiaria legal "Anterior" Shona que fue fusionada con la matriz legal y a la cual se le cambió el nombre.

(2) Conforme a la contabilidad de la absorción inversa, el número de las acciones de Shona Energy Company (antes Rodeo Capital II Corporation) se reconoce como parte de las acciones ordinarias emitidas y en circulación de Shona Energy Company con un monto correspondiente de capital accionario de $0.

NOTA 12 –CAPITAL ACCIONARIO (continuación)

En marzo de 2011, la Compañía recaudó $480.000 mediante la emisión de 685.714 acciones ordinarias a los inversionistas en EE.UU. a $0,70 por acciones.

En marzo de 2011, la Compañía recaudó $9.7 millones en una colocación privada en Canadá. Conforme a los términos de la colocación, la Compañía emitió 14.740.143 Derechos Especiales de Adquisición de Acciones (a $0,66 por derecho, netos de costos de emisión) los cuales daban a sus titulares el derecho de adquirir, sin costo adicional, una Acción Ordinaria en cualquier momento hasta la oferta pública inicial de la Compañía o un año después de la emisión de los Derechos Especiales, lo que ocurriera primero. Los Derechos Especiales de Adquisición de Acciones se convirtieron en acciones Ordinarias en septiembre 27 de 2011, la fecha de la absorción inversa, momento en el cual la Compañía empezó a cotizar en bolsa.

En abril de 2011, la Compañía recaudó $4.0 millones en una Oferta de Derechos a accionistas existentes, mediante la emisión de 5.633.802 Acciones Ordinarias de la Compañía a $0,71 por acción. La Compañía recibió todo el producto en abril 30 de 2011.

Inmediatamente antes del cierre de la transacción de absorción inversa y en conexión con la misma, Rodeo cerró una colocación privada a través de corredor de 45.961.731 acciones ordinarias a un precio de $0,72 por acción, y obtuvo recursos brutos por $32.236.970. Rodeo pagó una comisión de $1.666.721 en efectivo.

En 2012, la Compañía recompró 2.092.557 acciones ordinarias a CAD$0.33 por acción y las mismas se mantienen como acciones readquiridas.

(7) Derechos de adquisición de acciones

A junio 30 de 2012, estaban en circulación lo siguientes derechos de adquisición de acciones:

Fecha de emisión	Número de derechos	Convertibles a Acciones Ordinarias	Precio de ejercicio	Fecha de expiración
20/10/2008	8.949.473	8.949.473	$0,536	19/10/2013
27/01/2010	5.396.520	5.396.520	$0,75	26/01/2015
02/02/2010	13.800.000	13.800.000	$0,75	01/02/2015
13/09/2010	12.000.000	12.000.000	$0,50	02/09/2015
	40.145.993	40.145.993		

(8) Acciones readquiridas

En junio 7 de 2012, la Compañía anunció que la Bolsa de Valores TSX Venture ("TSX-V") había aceptado su aviso de hacer una oferta de emisor de curso normal ("OECN") para comprar

Acciones Ordinarias de Clase A en circulación en el mercado abierto, de acuerdo con las reglas de la TSX-V. Shona está autorizada y planea comprar hasta 15.640.750 Acciones Ordinarias, que representan el 10% del total de acciones de Shona en manos del público. Las Acciones Ordinarias adquiridas conforme a la OECN se tendrán como acciones readquiridas y se reservarán para uso futuro a discreción de Shona. Los accionistas pueden obtener una copia de la OECN mediante solicitud a la oficina de relaciones con inversionistas de la Compañía.

A junio 30 de 2012, la Compañía compró 2.092.557 Acciones Ordinarias de Clase A a CAD$0.33 por acción ordinaria, o USD$673.899.

NOTA 12 –CAPITAL ACCIONARIO (continuación)

(9) Acciones en depósito

Con sujeción a la Política 5.4 del Manual de Política Corporativa de la Bolsa TSX-V, las acciones en depósito se mantienen en tal condición y serán liberadas a prorrata en 18 meses a los accionistas con acciones en depósito. Con sujeción a ciertas exclusiones, las acciones emitidas conforme a una transacción de absorción inversa que sea una transacción calificada deben ser tenidas en depósito y ser liberadas a prorrata en un período de tiempo. A junio 30 de 2012, las siguientes acciones han sido transferidas fuera de depósito y las acciones mantenidas en depósito a junio 30 de 2012 fueron:

	Acciones entregadas	Acciones mantenidas en depósito
Ordinarias		
Clase A con derecho a voto	646.370	1.292.758
Clase B sin derecho a voto	18.057.807	36.115.644
Preferenciales	21.556	43.131
Derechos de adquisición de acciones	5.946.567	11.893.158

En julio 24 de 2012, la Junta Directiva autorizó que las acciones de Clase B sin derecho a voto se vuelvan acciones de Clase A con derecho a voto.

NOTA 13 – PAGOS BASADOS EN ACCIONES

f. Remuneración de miembros de junta directiva

La remuneración anual de miembros de junta directiva en 2011 incluyó 300.000 Acciones Ordinarias y $155.000 en efectivo. En 2012, la remuneración anual de los miembros de junta directiva será de 400.000 opciones de compra de Acciones Ordinarias y $100.000 en efectivo.

g. Plan de opciones de compra de acciones

La Compañía tiene un plan de opciones de compra de acciones que da derecho a los directivos, miembros de junta directiva, empleados y ciertos consultores adquirir acciones de la Compañía. Las opciones se otorgan al precio de mercado de las acciones, al precio de cierre del día precedente a la fecha de otorgamiento. Las opciones pueden ser otorgadas por un máximo de diez años y la Junta Directiva tiene discreción para fijar los términos de adquisición.

En enero 2012, la Compañía otorgó 650.000 opciones de compra de acciones, 500.000 con un precio de ejercicio de $0.61 por acción y 150.000 con un precio de ejercicio de $0.51 por acción. Las opciones fueron emitidas conforme al plan de opciones de compra de acciones de la Compañía y expiran diez años después de la fecha de emisión. Las opciones tienen un término de diez años y se adquieren por mitades: una mitad a la emisión y la otra en el primer aniversario de la emisión. El valor razonable de las opciones de compra de acciones otorgadas fue de $152.639, estimado usando un modelo de Black Scholes con los siguientes promedios ponderados como datos de entrada:

Precio de la acción	0,59	Tasa de interés libre de riesgo	0,38%
Precio de ejercicio	0,59	Retorno de dividendo esperado	0%
Volatilidad esperada	60%	Tasa de pérdida	0%
Vida esperada	3		

NOTA 13 – PAGOS BASADOS EN ACCIONES (continuación)

En mayo de 2012, la Compañía otorgó 7.230.000 opciones de compra de acciones a miembros de junta, directivos y empleados, con un precio de ejercicio de $0.30 por acción. Las opciones fueron emitidas conforme al plan de opciones de compra de la Compañía y expiran diez años después de la fecha de emisión. Las opciones de los miembros de junta directiva se adquieren por mitades: una mitad en junio 30 de 2012 y la otra en diciembre 31 de 2012. Las opciones de directivos y empleados tienen una programación de adquisición a cinco años: se adquiere una quinta parte en cada uno de los cinco aniversarios de la emisión. El valor razonable de las opciones de compra de acciones otorgadas fue de $1.369.402 estimado usando un modelo de Black Scholes con los siguientes promedios ponderados como datos de entrada:

Precio de la acción	0,30	Tasa de interés libre de riesgo	0,84%
Precio de ejercicio	0,30	Retorno de dividendo esperado	0%
Volatilidad esperada	80%	Tasa de pérdida	0%
Vida esperada	5		

El número y promedio ponderado del precio de ejercicio son los siguientes:

	Junio 30 de 2012	
	Número de opciones	Promedio ponderado de precio de ejercicio
En circulación, comienzo del período	-	$ -
Otorgadas	7.880.000	0,32
Ejercidas	-	-
Perdidas	(60.000)	0,30
En circulación, fin del período	7.820.000	$ 0,32
Susceptibles de ser ejercidas, fin del periodo	525.000	$ 0,49

El costo de remuneración basada en acciones por $165.157 y $260.557 fue registrado como gasto general y administrativo durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2012, respectivamente.

NOTA 14 – COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS

h. Compromisos de exploración

La Licencia de la Compañía en el Bloque 102 en la Cuenca Marañón en Perú requiere el trabajo de 400 Unidades de Trabajo de Exploración entre noviembre de 2008 y enero de 2012. Las 400 Unidades de Trabajo de Exploración pueden ser cumplidas mediante la realización de actividades de adquisición y procesamiento de sísmica o la perforación de un pozo de exploración a una profundidad mínima específica. Conforme al Acuerdo de Cesión de Participación por parte de la Compañía, Pluspetrol tiene la opción de realizar el programa de sísmica y pagar el 100% de los costos o perforar el pozo de exploración requerido. En julio de 2009, Pluspetrol optó por perforar el pozo de exploración. Conforme a la Cesión de Participación, Pluspetrol pagará el 90% de los costos hasta un máximo de $11.000.000 y 58,29% de los costos que excedan $11.000.000 para perforar y probar este pozo. La perforación de este pozo comenzó en el tercer trimestre de 2011 y alcanzó la profundidad total al final del año. En enero de 2012, el operador del Bloque 102 en Perú obtuvo una prórroga de seis meses a la fecha de expiración de la fase actual de exploración en este bloque, hasta julio 27 de 2012. Esta prórroga fue aprobada para que los socios reevalúen la información sísmica y geológica y realicen una prueba de producción ampliada del pozo Boa Oeste 1-Xl.

En julio 27 de 2012, la Compañía anunció que Pluspetrol, el operador del bloque, ha informado que la prueba planeada de producción del pozo Boa Oeste 1-X ha sido pospuesta. Como resultado de la demora, y luego de evaluación posterior de los beneficios de la prueba de producción, la Compañía ha determinado que no se justifican económicamente gastos adicionales en el pozo Boa Oeste 1-X, incluido el costo de la prueba propuesta. De acuerdo con esto, Shona ha optado por ser una Parte No Aceptante conforme a los términos de su Contrato de Operación Conjunta y renuncia a sus derechos en el pozo Boa Oeste 1-X, así como toda Área de Desarrollo futura para el pozo. Shona retendrá su participación en la explotación del 36.5 por ciento en el resto del Bloque 102. Shona ha optado, junto con los otros socios en el bloque, por proceder con el Cuarto Período de Exploración del Contrato de Licencia para el Bloque 102. El cuarto período de exploración exige el trabajo de 400 unidades de trabajo de exploración, equivalentes a $20 millones, entre julio de 2012 y enero de 2014. En el segundo trimestre, la Compañía registró un gasto de exploración y evaluación de $3.997.160, que representa costos capitalizados adicionales en 2012 relacionados con el pozo Boa Oeste 1-X.

La Compañía ha cumplido sus obligaciones derivadas de la Licencia para 2010 conforme a la Licencia del Bloque Esperanza en la Cuenca del Bajo Magdalena en Colombia, con la perforación del pozo Norman #1. La Compañía ha radicado la renuncia obligada de aproximadamente 50% del área de la Licencia ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos ("ANH"). Además, la Compañía recibió aprobación para entrar en una fase de exploración posterior de 48 meses a partir febrero 1 de 2011, en la cual la Compañía está obligada a perforar un pozo de exploración y adquirir y procesar 100 kilómetros cuadrados de datos de sísmica de 3D. En el segundo trimestre de 2012, la Compañía cumplió la obligación de sísmica, con la adquisición y el procesamiento de 103 kilómetros cuadrados sísmica de 3D y 14 kilómetros de sísmica de 2D en este bloque.

La Licencia de la Compañía en el Bloque Serranía en la Cuenca Caguán-Vaupés-Yarí en Colombia requería en la primera fase el reprocesamiento de sísmica de 2D existente, la realización de un estudio geoquímico y la adquisición y el procesamiento de 100 kilómetros de sísmica de 2D. La Compañía y sus socios culminaron este programa de trabajo en 2009. En septiembre de 2009, la Compañía y sus socios optaron por entrar en la segunda fase de la Licencia, la cual requiere que ellos perforen un pozo de exploración, el cual se tiene planeado perforar en 2013.

La licencia de la Compañía en el Bloque Los Picachos exige un programa de trabajo dividido en 3 fases de 36 meses para la primera fase y 18 meses para cada una de las dos fases restantes. La primera fase requerirá la adquisición, el procesamiento y la interpretación de 50 km de datos de sísmica y la perforación de un pozo de exploración a un costo para Shona de aproximadamente $85.000 y $1.125.000, respectivamente. La segunda fase requerirá la perforación de un pozo de exploración a un costo para Shona de aproximadamente $1.125.000. La tercera fase requerirá la perforación de un pozo de exploración a un costo para Shona de aproximadamente $1.125.000.

La licencia de la Compañía en el Bloque Macaya exige un programa de trabajo dividido en 2 fases de 36 meses cada una. La primera fase requerirá la adquisición, el procesamiento y la interpretación de 160 km de datos de sísmica y la perforación de un pozo de exploración a un costo para Shona de aproximadamente $2.700.000 y $1.125.000, respectivamente. La segunda fase requerirá la perforación de dos pozos de exploración a un costo para Shona de aproximadamente $2.250.000.

i. Contingencia de Pluspetrol

En julio 18, 2008, la Compañía y Ramshorn International Limited (compañía matriz de Ramshorn International Limited, Sucursal del Perú) celebró un contrato con Pluspetrol E&P S.A., una Compañía de Argentina ("Pluspetrol"), por el cual la Compañía y Ramshorn acordaron transferir a Pluspetrol una participación en la explotación del 51% en la licencia del Bloque 102 a cambio del reembolso de 100% de costos pasados de sísmica y costos relacionados hasta $3.4 millones, el 58.29% de los costos pasados en exceso de $3.4 millones, y el pago del 75% al 100% de ciertos costos futuros en que se incurra en desarrollo de la licencia. Los montos pagados por Plus petrol en exceso de su participación en la explotación del 51% se consideran préstamos a la Compañía y serán recuperados por Plus petrol en el evento futuro de producción proveniente de la licencia, si la hay. Estos montos serán registrados en los estados financieros si se vuelve probable que los montos deban ser pagados por la Compañía. La Compañía cree que el resultado probable se cumplirá si comienza la producción comercial.

j. Compromisos de arrendamiento

La Compañía tiene los siguientes contratos y obligaciones de arrendamiento a junio 30 de 2012:

Ubicación	Término del arrendamiento	Obligación mensual
Houston	Julio 2007 - diciembre 31 de 2012	$ 8.307
Colombia	Noviembre 1 de 2009 - octubre 31 de 2012	3.274
Colombia	Diciembre 15 de 2007 - diciembre 14 de 2012	2.444
Colombia	Noviembre 1 de 2011 - octubre 31 de 2012	3.620
Perú	Junio 16 de 2012 - junio 15 de 2013	3.550

k. Cartas de crédito irrevocables de garantía

A junio 30 de 2012, la Compañía tenía una carta de crédito irrevocable de garantía con la Northern Trust Company que debe estar vigente conforme a los términos de la Licencia del Bloque 102 en Perú. La letra es por un monto de $980.000 y está garantizada por un certificado de depósito, también tenido por Northern Trust Company el cual expira en octubre 10 de 2012.

Los términos de la carta exigen una tasa variable no recalculada (con pagos periódicos de intereses) y un único pago no revelable de capital, con el capital exigible a la vista. El interés es a la Tasa Prime de Northern Trust Company con un piso del 2%. La Compañía no ha girado montos contra esta carta.

Además, la Compañía tenía una carta de crédito irrevocable de garantía con el Helm Bank en Bogotá por un monto de $350.000, la cual se requiere conforme a los términos de la licencia del Bloque Serranía en Colombia. Esta carta de crédito está garantizada por un certificado de depósito por el monto de $350.000 y vence en agosto 31 de 2012.

La Compañía también tenía una carta de crédito irrevocable de garantía con el Banco de Occidente en Panamá por un monto de $300.000, la cual se requiere conforme a los términos de la licencia del Bloque Esperanza en Colombia. Esta carta de crédito está garantizada por un certificado de depósito por el monto de $150.000 y vence en mayo 1 de 2013.

l. Contingencias legales

De tiempo en tiempo, la Compañía puede verse involucrada en varios temas legales. La administración de la Compañía estima que no hay temas abiertos a junio 30 de 2012 que pudieran tener un efecto importante en la situación financiera o los resultados de las operaciones de la Compañía.

NOTA 15 – REPORTE POR SEGMENTOS

Las operaciones de la Compañía comprenden un solo segmento de reporte que es la exploración y producción de petróleo y gas. Como las operaciones comprenden un solo segmento de reporte, los montos revelados en los estados financieros consolidados de gastos y pérdidas para el trimestre también representan montos segmentados.

Hay dos clientes externos que representan el 81% y el 19% del ingreso total, respectivamente, para los seis meses terminados en junio 30 de 2012. Durante los períodos de tres y seis meses terminados en junio 30 de 2011, el 100% del ingreso total fue con un solo cliente externo.

NOTA 16 – GANANCIAS POR ACCIÓN

La pérdida diluida por acción se calcula usando el método de acciones readquiridas para determinar el efecto dilusivo de las acciones preferenciales convertibles y los derechos de adquisición de acciones. El método de acciones readquiridas asume que el producto recibido por el ejercicio de derechos de adquisición de acciones *in the money* se usa para recomprar acciones ordinarias al precio promedio del mercado durante el período. A junio 30 de 2012 y 2011, 190.796 y 175.939 acciones preferenciales convertibles, respectivamente y 40.145.993 derechos de adquisición de acciones fueron excluidos de la determinación del efecto dilusivo pues su impacto podría ser antidilusivo en este cálculo.

	Tres meses terminados en junio 30 de		Seis meses terminados en junio 30 de	
	2012	2011	2012	2011
Ingreso (pérdida) neto	$ (2.916.764)	$ (3.724.756)	$ (1.344.255)	$ (7.463.712)
Promedio ponderado de acciones en circulación				
Básico	234.307.937	185.568.653	234.537.889	176.169.002
Diluido	234.307.937	185.568.653	234.537.889	176.169.002
Ingreso (pérdida) por acción				
Básico	$ (0,01)	$ (0,02)	$ (0,01)	$ (0,04)
Diluido	(0,01)	(0,02)	(0,01)	(0,04)

NOTA 17 – EVENTOS SUBSECUENTES

En julio 24 de 2012, la Junta Directiva autorizó que las 54.173.451 acciones de Clase B sin derecho a voto se volvieran acciones de Clase A con derecho a voto.

ANEXO C

CANACOL ENERGY LTD

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS PRO FORMA NO AUDITADOS

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO PRO FORMA NO AUDITADO

(En miles de dólares de Estados Unidos)
(NO AUDITADO)

A junio 30 de 2012

	Canacol Energy Ltd. $	Shona Energy Company, Inc. $	Ajustes pro forma $	Nota	Consolidado pro forma $
ACTIVOS					
Activos corrientes					
Efectivo y equivalentes de efectivo	30,789	17,933	(16,180)	2, 3(a)	**32,542**
Efectivo restringido	6,072	1,480			**7,552**
Cuentas por cobrar, comerciales y otras	32,801	3,970			**36,771**
Gastos y depósitos pagados por anticipado	4,630	615			**5,245**
Activo por derivados incorporados	3,156	-			**3,156**
Inventario de petróleo crudo	8,136	-			**8,136**
	85,584	23,998	(16,180)		**93,402**
Activos no corrientes					
Efectivo restringido	483	723			**1,206**
Activo por derivados incorporados	3,942	-			**3,942**
Activos de exploración y evaluación	126,295	5,961			**132,256**
Propiedades, planta y equipo	187,208	58,912	137,934	2(a)	**380,097**
			(3,957)	3(b)	
Inversión en oleoducto	2,690	-			**2,690**
Depósito reembolsable	-	8			**8**
Activos por impuesto diferido	626	-	(626)		**-**
	321,244	65,604	133,351		**520,199**
Total activos	406,828	89,602	117,171		**613,601**
PASIVO Y PATRIMONIO					
Pasivos corrientes					
Deuda con bancos	12,000	2,350			**14,350**
Cuentas por pagar, comerciales y otras	47,602	7,260	8,440	2(b)	**64,961**
			789	2(c)	
			1,187	3(a)	
			(317)		
Contratos de productos básicos	303	-			**303**
Impuesto al patrimonio, por pagar	1,236	-	317		**1,553**
Impuestos por pagar	3,893	-			**3,893**
	65,034	9,610	10,416		**85,060**
Pasivos no corrientes					
Deuda con bancos	15,986	20,336	23,748	3(a)	**40,297**
			(18,984)	2(a)	
			(789)	2(c)	
Contratos de productos básicos	124	-			**124**
Obligaciones de desmantelamiento	6,642	1,865			**8,507**
Deuda convertible en acciones	25,381	-			**25,381**
Derechos de adquisición de acciones	896	-			**896**
Impuesto al patrimonio, por pagar	1,671	-	476		**2,147**
Otras obligaciones a largo plazo	-	695	(476)		**219**
Pasivos por impuestos diferidos	-	5,862	52,482	2(d)	**56,020**
			(626)		
			(1,698)	3(c)	
Total pasivos	115,734	38,368	64,549		**218,651**
Patrimonio					
Capital accionario	340,775	100,786	(100,786)	2(a)	**450,224**
			109,449		
Acciones preferenciales	-	2,558	(2,558)	2(a)	**-**
Acciones readquiridas	-	(674)	674	2(a)	**-**
Derechos de adquisición de acciones	-	1,837	(1,837)		**6,293**
			6,293	2(a)	
Otras reservas	32,053	261	(261)	2(a)	**32,053**
Otro ingreso total acumulado	347	-			**347**
Ganancias retenidas (déficit)	(82,081)	(53,534)	53,534	2(a)	**(93,967)**
			(11,886)		
Total patrimonio	291,094	51,234	52,622		**394,950**
Total pasivos y patrimonio	406,828	89,602	117,171		**613,601**

Ver notas anexas a estados financieros consolidados pro forma.

ESTADO DE OPERACIONES CONSOLIDADO PRO FORMA NO AUDITADO

(En miles de dólares de Estados Unidos, salvo los montos por acción)
(NO AUDITADO)

Para el año terminado en junio 30 de 2012

	Canacol Energy Ltd. $	Shona Energy Company, Inc. $	Ajustes pro forma $	Nota	Consolidado pro forma $
		(nota 5)			
Ingresos					
Ingreso por petróleo crudo, neto de regalías	136,623	-			**136,623**
Ingreso por tarifa	48,281	-			**48,281**
Ingreso por gas natural	-	15,593			**15,593**
	184,904	15,593			**200,497**
Gastos					
Operativos y de transporte	75,986	4,019			**80,005**
Costos de exploración antes de licencia	3,506	22,354			**25,860**
Generales y administrativos	17,925	7,283			**25,208**
Remuneración basada en acciones	7,114	261			**7,375**
Agotamiento, depreciación y amortización	63,848	3,149	3,957	3(b)	**70,954**
Ganancia en deuda convertible en acciones y derechos de adquisición de acciones	(4,268)	-			**(4,268)**
Ganancia en volúmenes tomados en exceso por pagar	(7,088)	-			**(7,088)**
Ganancia en cambio y otros	(2,770)	(36)			**(2,806)**
Ganancia no realizada en derivados incorporados	(7,098)	-			**(7,098)**
Ganancia en contratos de productos básicos	(150)	-			**(150)**
Pérdida neta en venta de activos	3,750	-			**3,750**
Transacción de reclamación legal	1,625	-			**1,625**
Impuestos distintos al de renta	-	151			**151**
	152,380	37,181	3,957		**193,518**
Gasto financiero neto	3,119	1,942	1,187	3(a)	**6,248**
Ingreso (pérdida) antes de impuesto de renta	29,405	(23,530)	(5,144)		**731**
Impuesto de renta					
Corriente	15,206	293			**15,499**
Diferido	(4,420)	(82)	(1,698)	3(c)	**(6,200)**
	10,786	211	(1,698)		**9,299**
Participación no controlante	63	-			**63**
Ingreso neto (pérdida) del año	18,556	(23,741)	(3,446)		**(8,631)**
Ingreso (pérdida) por acción					
Básico and diluido	0.03			4	**(0.11)**

Ver notas adjuntas a los estados financieros consolidados pro forma.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS PRO FORMA NO AUDITADOS

Para el año terminado en junio 30 de 2012

(en dólares de Estados Unidos (cantidades en tablas en miles) salvo que se indique otra cosa)
(NO AUDITADOS)

NOTA 1 - BASE DE PRESENTACIÓN

El estado anexo de situación financiera consolidado pro forma no auditado de Canacol Energy Ltd. ("Canacol" o la "Compañía") a junio 30 de 2012 y el estado de operaciones consolidado pro forma no auditado para el año terminado en junio 30 de 2012 (en conjunto los "estados financieros consolidados pro forma") han sido preparados para reflejar la adquisición (la "Transacción") por parte de Canacol de todos los valores emitidos y en circulación de Shona Energy Company, Inc. ("Shona"). Se espera que la Transacción se cierre en o cerca de diciembre 19 de 2012.

Los estados financieros consolidados pro forma a junio 30 de 2012 y para el año terminado en junio 30 de 2012 han sido preparados a partir de:

- los estados financieros consolidados auditados de Canacol para el año terminado en junio 30 de 2012 elaborados conforme a los Estándares Internacionales de Reporte Financiero ("IFRS");
- el estado de operaciones consolidado auditado de Shona para el año terminado en diciembre 31 de 2011, elaborado conforme a los IFRS;
- el estado de situación financiera consolidado condensado intermedio no auditado de Shona a junio 30 de 2012, elaborado conforme a los IFRS; y
- los estados de operaciones consolidados condensados intermedios no auditados de Shona para los seis meses terminados en junio 30 de 2012 y 2011, elaborados conforme a los IFRS.

El año fiscal de Shona termina en diciembre 31. Por lo tanto, el estado de operaciones consolidado no auditado de Shona para el año terminado en junio 30 de 2012 ha sido construido a partir de montos incluidos en los estados financieros de Shona a que se ha hecho referencia anteriormente (ver nota 5).

Los estados financieros consolidados pro forma para el año terminado en junio 30 de 2012 han sido preparados por la administración de acuerdo con los IFRS. Las políticas contables usadas en la preparación de estos estados financieros consolidados pro forma están de acuerdo con aquellas reveladas en los estados financieros consolidados de la Compañía para el año terminado en junio 30 de 2012. En opinión de la administración, estos estados financieros consolidados pro forma incluyen todos los ajustes necesarios para una presentación razonable de la entidad en operación.

Los estados financieros consolidados pro forma dan efecto a las transacciones supuestas y los supuestos descritos en la nota 2 y la nota 3, como si hubieran ocurrido en julio 1 de 2011. Los estados financieros consolidados pro forma pueden no ser indicativos de los resultados que realmente se hubieran dado si los eventos reflejados en ellos hubieran tenido efecto en las fechas indicadas, o de los resultados que pueden obtenerse en el futuro. En la preparación de estos estados financieros consolidados pro forma no se han hecho ajustes para reflejar las sinergias operativas y los ahorros de costos administrativos que pueden resultar de las operaciones de los activos combinados.

NOTA 2 - SUPUESTOS Y AJUSTES PRO FORMA
ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

El estado de situación financiera consolidado pro forma no auditado da efecto a los siguientes supuestos y ajustes:

(a) Conforme a los términos del plan legal de arreglo (el "Arreglo"), cada acción ordinaria de clase "A" emitida y en circulación de Shona ("Acción Ordinaria de Shona") será cambiada por C$0,0896 en efectivo y 1,0573 acciones ordinarias de la Compañía ("Acción de Canacol"); y cada acción preferencial de serie "A" de Shona ("Acción Preferencial de Shona") será cambiada por US$100,00 en efectivo (la "Contraprestación"). La Contraprestación representa un valor de aproximadamente C$0,56 por Acción Ordinaria de Shona, basado en el precio promedio ponderado por volumen de las Acciones de Canacol en la Bolsa de Valores de Toronto (la "TSX") para los 15 días de negociación terminados en octubre 12 de 2012.

Conforme a los términos del Arreglo, todas las opciones de compra de acciones de Shona en circulación serán ejercidas de acuerdo con los términos de las mismas, o se renunciará a ellas, o de otro modo se darán por terminadas antes del cierre del Arreglo. Además, conforme a los términos del Arreglo, todos los titulares de derechos de adquisición de acciones de Shona tendrán derecho a recibir, en vez del número de Acciones Ordinarias de Shona que de otro modo podrían ser emitidas al ejercer tales derechos, el número de Acciones de Canacol ajustado para una razón de intercambio de 1,2587 Acciones de Canacol por cada Acción de Shona, y el precio de ejercicio de los derechos se reducirá con respecto a la razón de intercambio de 1,2587 de modo que los derechos conserven su equivalencia económica.

La Compañía espera emitir a los titulares de acciones ordinarias de Shona un total de 246.007.577 Acciones de Canacol en relación con el Arreglo, a un precio de compra estimado con respecto al Arreglo de aproximadamente C$0,4449. También, en relación con el Arreglo, la Compañía pretende consolidar sus acciones ordinarias sobre la base de 1 por 10. Después de dar efecto al Arreglo y la consolidación de acciones, la Compañía espera tener 86.499.001 Acciones de Canacol en circulación posteriores a la consolidación (864.990.009 Acciones de Canacol previas a la consolidación).

A continuación se presenta la distribución preliminar del precio de compra en relación con la adquisición de Shona. Las valoraciones definitivas y los estimados preliminares intermedios y actualizados de valoración pueden diferir significativamente de estos estimados preliminares de valoración y, en consecuencia, la distribución definitiva del precio de compra puede llevar a reclasificaciones de los montos distribuidos que sean sustancialmente diferentes a la distribución del precio de compra que se presenta a continuación.

	$
Contraprestación:	
Valor razonable de acciones emitidas	109,449
Valor razonable de derechos de adquisición de acciones emitidos	6,293
Efectivo pagado a titulares de acciones ordinarias y preferenciales	40,716
	156,458
Distribución de precio de compra:	
Efectivo y equivalentes de efectivo	17,933
Efectivo restringido	2,203
Cuentas por cobrar, comerciales y otras	3,970
Otros activos corrientes	615
Activos de exploración y evaluación	5,961
Propiedades, planta y equipo	196,846
Otros activos no corrientes	8
Deuda con bancos	(2,914)
Cuentas por pagar, comerciales y otras	(7,260)
Obligaciones de desmantelamiento	(1,865)
Otros pasivos no corrientes	(695)
Pasivos por impuesto diferido	(58,344)
	156,458

El capital accionario, las acciones preferenciales, las acciones readquiridas, los derechos de adquisición de acciones, otras reservas y el déficit de Shona fueron eliminados en su totalidad por efecto de la compra descrita anteriormente. El efectivo pagado a los titulares de acciones ordinarias y preferenciales se financió con efectivo y deuda bancaria de la Compañía.

(b) Los costos de transacción adicionales de Canacol y Shona, de $0.7 millones y $3.1 millones, respectivamente, se incluyen como un ajuste a cuentas por pagar, comerciales y otras. Estos costos incluyen costos de cierre y costos de asesoría. Los costos de terminación y los costos de retención por un total de $4.7 millones también se incluyen como un ajuste a cuentas por pagar, comerciales y otras. En déficit se hizo un ajuste de compensación para reflejar que los costos antes mencionados habrían sido registrados a través del estado consolidado de operaciones de la Compañía.

(c) El pago de dividendos causados acumulados de las Acciones Preferenciales de Shona de $0.8 millones se incluye como un ajuste a cuentas por pagar, comerciales y otras.

(d) La adquisición de Shona tendrá como efecto un aumento del pasivo por impuesto diferido de $52.5 millones. Este ajuste se refiere a diferencias tributarias temporales como consecuencia de ajustes al valor razonable de propiedades, planta y equipo según lo mencionado en 2(a).

Algunas cuentas en los estados financieros consolidados no auditados de Shona han sido reclasificadas para adecuarse a la presentación de los estados financieros de Canacol.

NOTA 3 - SUPUESTOS Y AJUSTES PRO FORMA ESTADOS CONSOLIDADOS DE OPERACIONES

(a) El gasto adicional de intereses de $1.2 millones ha sido incluido en el gasto financiero neto para reflejar el aumento de la deuda con bancos de $23.7 millones con el propósito de financiar la Transacción.

(b) El gasto adicional de agotamiento de $4.0 millones ha sido incluido en agotamiento, depreciación y amortización para reflejar el agotamiento en el mayor valor en libros de propiedades, planta y equipo de Shona.

(c) El ajuste en 3(a) y 3(b) tendrá como efecto un aumento de la recuperación de impuestos diferidos de $1.7 millones.

NOTA 4 - PROMEDIO PONDERADO DE ACCIONES EN CIRCULACIÓN

Las siguientes tablas detallan el promedio ponderado básico y diluido del número de acciones usado para calcular la pérdida pro forma por acción:

(miles)	**Año terminado en junio 30 de 2012**
Promedio ponderado de acciones en circulación, excluyendo Shona	576,024
Acciones emitidas para adquisición de Shona (supuesto al inicio del año)	246,008
Promedio ponderado pro forma de acciones en circulación – básico y diluido, previo a consolidación	822,032
Promedio ponderado pro forma de acciones en circulación – básico y diluido, posterior a la consolidación	**82,203**

NOTA 5 - ESTADO DE OPERACIONES CONSOLIDADO NO AUDITADO CONSTRUIDO SHONA ENERGY COMPANY, INC.

El estado de operaciones consolidado no auditado de Shona para el año terminado en junio 30 de 2012 ha sido construido mediante la suma de los montos para el año terminado en diciembre 31 de 2011 con los montos para los seis meses terminados en junio 30 de 2012, y la deducción de los montos para los seis meses terminados en junio 30 de 2011. Estos cálculos se presentan a continuación.

	Año terminado en diciembre 31 de 2011 $	Más: Seis meses terminados en junio 30 de 2012 $	Menos: Seis meses terminados en junio 30 de 2011 $	Construido pro forma $
Ingresos				
Ingreso por gas natural	4,009	12,603	1,019	**15,593**
Gastos				
Gastos operativos	2,395	2,312	688	**4,019**
Costos de exploración antes de licencia	18,357	3,997	-	**22,354**
Generales y administrativos	9,498	2,566	4,781	**7,283**
Remuneración basada en acciones	-	261	-	**261**
Agotamiento, depreciación y amortización	1,640	2,109	600	**3,149**
Impuestos distintos al de renta	1,364	86	1,299	**151**
Otro ingreso	(18)	(23)	(5)	**(36)**
	33,236	11,308	7,363	**37,181**
Gasto financiero neto	1,817	1,196	1,071	**1,942**
Ingreso (pérdida) antes de impuesto de renta	(31,044)	99	(7,415)	**(23,530)**
Impuestos de renta (recuperación)				
Corriente	225	158	90	**293**
Diferido	(1,408)	1,285	(41)	**(82)**
	(1,183)	1,443	49	**211**
Pérdida neta para el período	(29,861)	(1,344)	(7,464)	**(23,741)**