

TORONTO, 11 de noviembre de 2013 /PRNewswire/ -- Pacific Rubiales Energy Corp. (TSX: PRE) (BVC: PREC) (BOVESPA: PREB) anunció hoy la publicación de sus resultados financieros consolidados sin auditar para el trimestre cerrado el 30 de septiembre de 2013, junto con su documento Management Discussion and Analysis ("**MD&A**") (Discusión y Análisis de la Gerencia). Estos documentos se publicarán en el sitio de la compañía en

www.pacificrubiales.com

, SEDAR en

www.sedar.com

, el sitio web de SIMEV en

www.superfinanciera.gov.co/web_valores/Simev

y el sitio web de BOVESPA en

www.bmfbovespa.com.br/

. Todos los valores en este comunicado de prensa y en las divulgaciones financieras de la compañía se expresan en US\$, a menos que se indique lo contrario.

La compañía ha programado una teleconferencia para inversores y analistas el jueves 7 de noviembre de 2013 a las 8:00 a.m. (hora de Toronto y Bogotá) y 11:00 a.m. (hora de Río de Janeiro) para discutir los resultados del tercer trimestre de la compañía. Se invita a los analistas e inversores interesados a participar usando las instrucciones para llamar que se ofrecen al final de este comunicado de prensa.

Aspectos destacados del tercer trimestre de 2013

- La producción total en el campo fue de 311.450 bpe/d, un incremento 1.385 bpe/d en comparación con el segundo trimestre de este año y un incremento de 28% en comparación con el mismo período en 2012.
- La producción bruta fue de 157.684 bpe/d, un incremento 1.585 bpe/d en comparación con el segundo trimestre de este año y un incremento de 34% en comparación con el mismo período en 2012.
- La producción neta fue de 127.728 bpe/d, un incremento de 31% en comparación con el mismo período de 2012. La producción neta durante el trimestre estuvo por encima del extremo superior de la guía anual de la compañía a pesar de que hubo que entregar volúmenes adicionales a Ecopetrol, S.A. ("**Ecopetrol**") relacionados con la decisión arbitral PAP en Quifa ("**PAP**").
- Volúmenes de ventas de 123.689 bpe/d, un incremento de 24% en comparación con el mismo período de 2012.
- Ingresos de \$1.100 millones, un incremento de 28% en comparación con el mismo período de 2012.
- El EBITDA ajustado fue de \$612 millones, un incremento de 27% en comparación con el mismo período de 2012, representando un margen de 55% sobre los ingresos totales para el período.
- Flujo de caja (flujo de fondos procedentes de operaciones) de \$455 millones, un incremento de 31% en comparación con el mismo período en 2012.
- Utilidades netas de \$82 millones, un incremento de 19% en comparación con el mismo período de 2012.
- Los *netbacks* por operaciones sobre la producción combinada de petróleo crudo y gas natural permanecieron sólidos en el tercer trimestre en \$62,52/bpe en comparación con \$60,54/bpe para el segundo trimestre de 2013 y \$61,42/bpe para el mismo período en 2012.
- La compañía continúa su enfoque en proyectos e iniciativas para la reducción de costos, que se espera que den como resultado una reducción de los costos futuros por operaciones de petróleo de aproximadamente \$8/bbl sobre una base proforma para finales de 2013, en comparación con el promedio de 2012.
- La autoridad para patentes de Colombia, concedió a la compañía una patente exclusiva por 20 años por su tecnología propia Synchronized Thermal Additional Recovery ("**STAR**") (Recuperación Adicional Térmica Sincronizada). Además, se anunciaron los resultados de tres reportes técnicos independientes en el proyecto piloto STAR en Quifa SW, los cuales indican que hasta la fecha se ha logrado, como mínimo, duplicar el factor de recuperación.
- La compañía acordó adquirir todas las acciones ordinarias en circulación de Petrominerales Ltd. (TSX: PMG) ("**Petrominerales**").

Aspectos destacados subsecuentes al tercer trimestre

- Comenzaron las operaciones del oleoducto Bicentenario y a principios de noviembre se cargó el primer volumen de la compañía.
- La compañía y Gazprom Marketing & Trading anunciaron la ejecución de un Protocolo de Acuerdo para la negociación de un Acuerdo de Venta y Compra por cinco años para aproximadamente 0,5 millón de toneladas por año de gas natural licuado FOB Colombia (Mar Caribe) a partir del segundo trimestre de 2015.
- La compañía recibió las licencias ambientales requeridas para avanzar con sus actividades de exploración y desarrollo planificadas en los bloques de exploración y desarrollo CPE-6 y Guama ubicados en Colombia.

Ronald Pantin, director ejecutivo de la compañía, comentó:

"Pacific Rubiales se enfoca hacia el incremento de la producción y la generación de efectivo como una medida de su desempeño y creación de valor. El desempeño fue sólido en el tercer trimestre y la producción, los ingresos, el EBITDA ajustado y el flujo de caja en todos los casos aumentaron en aproximadamente 30% en comparación con el mismo trimestre del año pasado.

"La producción en el tercer trimestre continuó a niveles récord y estamos en línea para alcanzar o exceder el extremo superior de nuestra guía de producción anual de 15% a 30% de crecimiento (113 a 127 Mbpe/d netos) sobre los niveles de producción promedio de 2012. En el trimestre, la producción neta de 128 Mbpe/d estuvo en línea con el trimestre anterior. Es importante comprender que debido a la naturaleza de los negocios de la compañía, con mayor peso en el petróleo pesado en Colombia que en el petróleo ligero, nuestra producción tiende a materializarse en incrementos progresivos considerables, impulsada por permisos, instalaciones y desarrollo de campo individual. Por otra parte, la producción de petróleo pesado tiene la ventaja evidente de brindar niveles de producción más sustentables, vida más larga de las reservas y una característica repetible y escalable.

"Los volúmenes de ventas en el trimestre aumentaron 24% en comparación con el mismo período del año pasado pero fueron reducidos en un volumen de 1 MMbbl compuestos por 406 Mbbl, que representan la cuota de la compañía en el llenado del oleoducto Bicentenario, y 602 Mbbl de los 1,7 MMbbl de volúmenes PAP acumulados del período anterior, que se tuvieron en cuenta en trimestres anteriores como una provisión financiera y que ahora, por primera vez en el tercer trimestre, se entregan a Ecopetrol en especie, según las obligaciones adquiridas con

la decisión arbitral PAP. El llenado del oleoducto Bicentenario se completó durante el tercer trimestre y la compañía espera completar la entrega de los restantes volúmenes PAP acumulados del período anterior (aproximadamente 1,1 MMbbl) para finales del primer trimestre de 2014. Estimamos que el EBITDA ajustado y el flujo de caja en el trimestre habrían sido de aproximadamente \$59 millones y \$51 millones más altos sin esos impactos sobre los volúmenes de ventas.

"A pesar del continuo estrechamiento del diferencial en los precios WTI/Brent, se mantiene la solidez de la demanda y los precios para la producción petrolera de la compañía en Colombia. En el tercer trimestre, la compañía logró un precio concretado del petróleo de \$103

/bbl, un descuento de 3% y 6% con respecto a los precios de referencia WTI y Brent respectivamente. Pero aún más importante, la compañía mantiene sólidos márgenes operativos en su producción de petróleo que tiene las ventajas de estar vinculada directamente a los mercados petroleros internacionales y con costos operativos relativamente bajos y estables.

"La compañía ha mantenido los márgenes operativos en su producción de petróleo bien por encima de 60% a lo largo del año en curso, y en el tercer trimestre se logró un *netback* por operaciones de petróleo de \$65,73

/bbl. Los costos totales combinados por producción, transportación y diluyente para la producción de petróleo de la compañía permanecieron en línea con el trimestre anterior y el mismo período del año pasado. Como se esperaba, los costos por diluyente continuaron descendiendo abruptamente (un descenso de 40% con respecto al trimestre anterior y de 58% con respecto al mismo período del año pasado) ya que la compañía continúa reduciendo los volúmenes y costos de los diluyentes comprados, reemplazándolos con propio petróleo producido para mezcla.

"La reducción considerable en los costos por diluyente fue compensada por incrementos tanto en costos de producción (alimentados por menores volúmenes de ventas, resultado de tener que asumir la entrega del volumen PAP adicional para el período anterior) y en costos por transportación (alimentado por menor disponibilidad de espacio contratado mensual adicional en el oleoducto OCENSA y los retrasos en la puesta en marcha del oleoducto Bicentenario). La compañía espera que para finales de este año se materialicen reducciones estructurales considerables tanto en costos de producción (con la puesta en marcha de la línea de transmisión eléctrica Petroeléctrica) y en costos por transportación (gracias al oleoducto Bicentenario y a la adquisición de participaciones en OCENSA), alcanzándose a finales de este año los objetivos de reducción de costos proforma fijados previamente este año.

"Desde el punto de vista de la exploración, la compañía registró tres importantes descubrimientos de exploración en Colombia durante el tercer trimestre, un descubrimiento de petróleo pesado en la región oriental del bloque Quifa, un descubrimiento de petróleo ligero en el bloque Cubiro y un descubrimiento de gas natural en el bloque La Creciente.

"También nos enorgullece informar que durante el trimestre fuimos seleccionados para ser incluidos en el Dow Jones Sustainability North America Index (Índice de Sustentabilidad Dow Jones para América del Norte), que sigue a compañías que son líderes en responsabilidad social corporativa. La compañía se esfuerza por realizar contribuciones valiosas al desarrollo económico, ambiental y social en todas las comunidades en las cuales tiene operaciones y en el futuro continuará enriqueciendo su historial de éxito en estas áreas.

"Con el enfoque puesto en el futuro de la compañía, estoy entusiasmado acerca de un número de eventos recientes que se materializaron durante el tercer trimestre y luego del mismo, los cuales constituyen verdaderos 'catalizadores' para la compañía y demuestran tanto nuestra capacidad de innovar de medio de un entorno comercial externo cambiante como la fortaleza de nuestros activos subyacentes y de nuestro modelo comercial. Estos incluyen:

- Recibo del permiso para inyección incremental de agua en Rubiales, anunciado a principios de agosto. Este permiso ambiental permite la inyección incremental de 1 MMbbl/d de agua en el campo Rubiales, lo cual permitirá a la compañía aumentar la producción de petróleo hasta un nivel objetivo de aproximadamente 220 Mbbl/d como producción total en el campo.

- Evaluación del avance del proyecto piloto STAR en Quifa SW, anunciada a finales de septiembre. Esta evaluación por parte de tres firmas de ingeniería independientes estima que el Petróleo Original en el Lugar (" **OOIP**", por sus siglas en inglés) para el área del proyecto piloto, en combinación con la producción acumulada procedente del piloto, permite a la compañía estimar que mediante la aplicación de STAR se ha logrado como mínimo duplicar del factor de recuperación del reservorio. Basándose en estos resultados pilotos, la compañía está avanzando hacia la plena aplicación comercial de STAR en el campo Quifa SW en 2014. Consideramos que el éxito de STAR tiene repercusiones importantes para el futuro de la compañía y de

Colombia, ya que más del 75% del aumento total de la producción de petróleo del país desde 2004 ha provenido del petróleo pesado.

- Concesión de una patente exclusiva en Colombia por la tecnología STAR propia de la compañía, anunciada a principios de octubre. Con los considerables volúmenes de Petróleo Original en el Lugar en un número de yacimientos de petróleo pesado descubiertos en Colombia

, STAR representa tanto el futuro de la industria petrolera colombiana como el futuro de Pacific Rubiales. La compañía ha demostrado ser 'pionera' y líder en la exploración y producción de

petróleo pesado en
Colombia

. Esta patente reconoce el valor comercial y el futuro de STAR, y el papel pionero de la compañía en su desarrollo.

- Adquisición de Petrominerales anunciada a finales de septiembre. Esta adquisición se ajusta perfectamente a nuestra estrategia de integrar petróleo ligero con nuestro negocio de petróleo pesado para asegurar componentes adicionales de la cadena de valor, posibilita la captura inmediata de valor adicional a través de sinergias de activos, aumenta la producción, las reservas y el flujo de caja hasta métricas atractivas y brinda considerable potencial para incremento de la exploración. El petróleo ligero y los activos de oleoducto de Petrominerales en Colombia brindan una cobertura estratégica para nuestro futuro suministro, costo y seguridad de los volúmenes de diluyentes y transportación mediante oleoducto, basándose en nuestra expectativa de que la compañía aumentará la producción de petróleo pesado. Como se divulgó previamente, la compañía espera firmar próximamente un acuerdo de venta del 5% de la propiedad patrimonial en el oleoducto OCENSA, por una considerable suma en efectivo, a la vez que retiene un acuerdo a largo plazo para la transportación de la producción de petróleo de la compañía a través de este oleoducto estratégico. La adquisición también incluye el bloque de exploración Río Ariari, que abarca un área de 760 mil acres en la parte sur de la cuenca Llanos. Este gran bloque es parte del mismo cinturón de petróleo pesado que incluye los bloques Rubiales, Quifa y CPE-6 y se encuentra aproximadamente a 80 y 200 kilómetros al suroeste del bloque CPE-6 y los campos Rubiales/Quifa, respectivamente. Hasta la fecha, Petrominerales ha perforado 30 pozos en el bloque, lo que ha dado como resultado múltiples descubrimientos probando petróleo con gravedad API 9 - 10°. Se estima que uno de los prospectos perforados contiene 86 MMbbl de recursos no riesgosos (estimado de la gerencia de Petrominerales). El bloque Río Ariari es muy estratégico para la experiencia fundamental de la compañía en el desarrollo de petróleo pesado en Colombia. Se espera que la adquisición se cierre en diciembre de 2013.

- Recibo de las licencias ambientales para los bloques CPE-6 y Guama en Colombia, según se anunció a principios de noviembre. Estas importantes licencias ambientales permitirán avanzar con las actividades de exploración y desarrollo en estos bloques. El bloque CPE-6 es el primer desarrollo de yacimiento de petróleo pesado importante nuevo para la compañía, fuera de nuestra producción existente en los campos Rubiales y Quifa. El desarrollo de este bloque ilustra la naturaleza repetible y escalable de la estrategia respecto a petróleo pesado de la compañía en Colombia

, a la vez que respalda los planes de la compañía de aumentar considerablemente su producción durante los próximos cuatro años. El bloque Guama ha dado como resultado un número de descubrimientos de exploración importantes de gas natural rico en líquidos y se espera que provea materia prima adicional para nuestro proyecto estratégico de exportación de GNL, el cual está avanzando a puesta en marcha comercial a finales del próximo año.

- Ejecución de un Protocolo de Acuerdo para un contrato de venta de GNL durante cinco años con Gazprom Marketing and Trading, anunciado a principios de noviembre. Esto traza la vía para la negociación de un Acuerdo de Venta y Compra por cinco años para aproximadamente 0,5 millones de toneladas de GNL por año (aproximadamente 70 MMpc/d de materia prima de gas natural suministrado por la compañía desde su campo de gas natural La Creciente), FOB Colombia (Mar Caribe) a partir de la segunda mitad de 2015. La ejecución de

este acuerdo es positiva para Pacific Rubiales ya que el mismo respalda la puesta en marcha comercial de la primera instalación de producción de GNL flotante operacional del mundo lo cual nos permitirá más que duplicar nuestra producción de gas natural a una fórmula de precios vinculada a los mercados internacionales del petróleo crudo.

"De forma general, espero un cierre sólido del año desde el punto de vista operativo. Estamos en el proceso de organización de nuestro planes para 2014 y por lo que puedo ver, esperamos crecimiento continuo de la producción, una mejor estructura de costos y un emocionante programa de exploración, en la medida en que erigimos, para el beneficio a largo plazo de nuestros accionistas y empleados, la compañía líder en exploración y producción enfocada en América Latina".

Resultados financieros

Resumen financiero

2013

2012

3T

2T

3T

Ingresos por ventas de petróleo y gas (\$ millones)

1.110,0

1.055,6

870,4

EBITDA ajustado (\$ millóres)

611,5

604,0

483,1

Margen EBITDA ajustado (EBITDA ajustado/ingresos)

55%

57%

56%

EBITDA ajustado por acción

1,89

1,87

1,64

Flujo de caja (Flujo de fndos procedentes de operaciones) (\$ millones)

455,1

475,0

348,3

Flujo de caja (Flujo de fndos procedentes de operaciones) por acción

1,41

1,47

1,18

Utilidades netas ajustadās por operaciones (\$ millones)

106,8

98,1

136,6

Utilidades netas ajustadās por operaciones por acción

0,33

0,30

0,46

Utilidades netas (\$ millones)

82,0

57,6

68,8

Utilidades netas por acción

0,25

0,18

0,23

Producción neta (bpe/d)

127.728

127.555

97.142

Volúmenes de ventas (bpe/d)

123.689

127.398

99.820

Tasa de cambio (COP\$ 7 US\$)

1.914,65

1.929,00

1.800,52

Acciones promedio en circulación - básicas (millones)

323,4

323,0

295,0

1

Los términos EBITDA, flujo de caja (flujo de fondos procedentes de operaciones) y utilidades netas ajustadas

2

Utilidades netas atribuibles a accionistas de la compañía matriz.

3

Las fluctuaciones de la tasa de cambio COP/USD pueden tener un impacto considerable en las utilidades

4

En su documento MD&A la compañía usa el parámetro EBITDA ajustado que no está contemplado en l

Producción

Resumen de la producción neta

2013

2012

3T

2T

3T

Petróleo y líquidos (bbl/d)

Colombia

115.934

115.170

85.067

Perú

1.285

1.434

1.394

Total de petróleo y líquidos (bbl/d)

117.219

116.604

86.461

Gas natural (bpe/d) ¹

Colombia

10.509

10.951

10.681

Perú

-

-

-

Total de gas natural (bpe/d)

10.509

10.951

10.681

Producción equivalente total (bpe/d)

127.728

127.555

97.142

1

Relación de conversión de gas natural de 5,7 Mpc/bbl según la norma colombiana.

Se pueden encontrar detalles adicionales sobre la producción en el documento MD&A.

La producción neta de la compañía de 127.728 bpe/d aumentó 31% en el trimestre en comparación con un año antes, impulsada crecientes volúmenes de producción de petróleo basado en los campos productores y volúmenes añadidos y crecimiento en la producción de

petróleo ligero producto de las adquisiciones de PetroMagdalena Energy Corp. y C&C Energia Ltd., completadas en julio y diciembre de 2012, respectivamente.

La producción neta desde el campo Rubiales aumentó 24% hasta 71.228 bbl/d desde 57.501 bbl/d hace un año, y desde el campo Quifa SW aumentó 7% hasta 22.994 bbl/d desde 21.491 bbl/d hace un año, debido principalmente a los permisos ambientales recibidos en agosto de 2012 los cuales permitieron mayor inyección de agua en el campo Rubiales.

La producción total neta de petróleo ligero creció 286% hasta 20.445 bbl/d desde 5.299 bbl/d hace un año, debido principalmente a la adquisición de C&C Energia a finales de 2012, pero también gracias a considerable aumento del volumen mediante perforación de exploración y desarrollo exitosa en los bienes de PetroMagdalena.

Los ingresos y costos asociados con la participación de 49% de la compañía en la producción desde el Bloque Z-1 costa afuera en Perú ha sido reconocida en los resultados financieros de la compañía desde el 12 de diciembre de 2012 como resultado de la aprobación por parte de las autoridades peruanas correspondientes. La adquisición tuvo una fecha efectiva de 1 de enero de 2012.

Producción y volúmenes de ventas

Conciliación de producción a ventas totales

2013

2012

3T

2T

3T

Producción neta (bpe/d)

Colombia

126.443

126.121

95.748

Perú

1.285

1.434

1.394

Producción neta total (bpe/d)

127.728

127.555

97.142

Volúmenes de ventas (bpe/d)

Producción disponible para la venta (bpe/d)

127.728

127.555

95.748

Volúmenes de diluyente (bbl/d)

3.146

5.427

9.098

Volúmenes de petróleo para comercialización (bbl/d)

4.224

3.810

-

Acuerdo PAP (bbl/d) 1

(6.546)

-

-

Llenado del oleoducto Bicentenario (bbl/d)

(4.413)

-

-

Movimiento de inventario y otros (bpe/d)

(450)

(9.394)

(5.026)

Total de volúmenes vendidos (bpe/d)

123.689

127.398

99.820

1

Corresponde al inventario entregado a Ecopetrol durante el tercer trimestre de 2013. Incluye el inventar

Se pueden encontrar detalles adicionales sobre la producción y el volumen de ventas en el documento MD&A.

La compañía produce y vende petróleo crudo y gas natural. También compra líquidos y petróleo crudo a terceras partes para usar como diluyentes para mezclar con su producción de petróleo pesado y para propósitos de comercialización, los cuales se incluyeron en la partida "volúmenes vendidos" informada. Los volúmenes de ventas también resultan afectados por el movimiento relativo en inventarios durante un período de reporte. Tanto los ingresos como los costos aparecen reconocidos en los volúmenes respectivos vendidos durante el período.

La producción disponible para la venta en el trimestre aumentó hasta 127.728 bpe/d desde 95.748 bpe/d en el mismo período de 2012 (un incremento de 33%), debido a mayores volúmenes de producción en los campos productores. A pesar de un aumento de 19% en la producción neta de petróleo pesado de la compañía en comparación con los niveles de 2012, los volúmenes de diluyente disminuyeron 65% debido a que la compañía aumentó el volumen de su propio petróleo crudo ligero usado para mezclas y por consiguiente redujo el volumen de diluyentes comprados. El petróleo para los volúmenes de comercialización en el trimestre actual aumentó hasta 4.224 bbl/d desde *nada* bbl/d, mientras que los balances de inventario disminuyeron hasta 450 bpe/d acumulados desde 5.026 bpe/d extraídos, en el mismo trimestre de hace un año.

Los volúmenes totales vendidos, compuestos por volúmenes de producción disponibles para venta, volúmenes de diluyente añadidos a la producción de petróleo pesado, volúmenes de petróleo para comercialización y cambios de balance en el inventario, aumentaron hasta 123.689 bpe/d en el trimestre actual desde 99.820 bpe/d hace un año (un incremento de 24%).

Los volúmenes totales vendidos durante el tercer trimestre disminuyeron desde los 127.398 bbl/d en el segundo trimestre de 2013 principalmente afectados por dos eventos:

- Llenado del oleoducto Bicentenario - Durante el trimestre, la compañía entregó 4.413 bbl/d (406 Mbbl en total) de su cuota del llenado del oleoducto Bicentenario. El llenado del oleoducto se completó durante el trimestre y los costos asociados con esta operación se capitalizaron como un activo fijo.
- Acuerdo PAP - Durante el trimestre, la compañía entregó 6.546 bbl/d (602 Mbbl en total) a Ecopetrol como parte del acuerdo de arbitraje PAP en Quifa SW. Los volúmenes se contaron contra las provisiones financieras registradas a la fecha de diciembre de 2012 y junio de 2013. El balance restante de aproximadamente 1,1 MMbbl se espera que se entregue para finales del primer trimestre de 2014.

Netbacks por operaciones y volúmenes de ventas

Volúmenes de producción de petróleo y gas y

2013 3T

2013 2T

2012 3T

Petróleo

Gas

natural

Combinado

Petróleo

Gas natural

Combinado

Petróleo

Gas natural

Combinado

Volúmenes vendidos (bpe/d)

109.228

10.237

119.465

112.701

10.887

123.588

89.045

10.775

99.820

Precio de las ventas del petróleo crudo y el gas natural (\$/bpe)

103,00

36,35

97,29

95,84

39,78

90,91

101,61

41,49

95,13

Costos de producción (\$/bpe)

17,28

6,33

16,35

16,41

5,45

15,44

13,89

3,97

12,82

Costos por transportación (\$/bpe)

15,73

0,33

14,41

13,56

0,02

12,37

14,56

0,03

13,00

Costos del diluyente (\$/bpe)

3,83

-

3,50

6,34

-

5,78

9,17

-

8,18

Subtotal de costos (\$/bpe)

36,84

6,66

34,26

36,31

5,47

33,59

37,62

4,00

34,00

Otros costos (\$/bpe)

1,76

1,78

1,76

(0,21)

2,72

0,04

(1,26)

2,85

(0,82)

Costos por extracción por exceso/por defecto (\$/bpe)

(1,33)

(0,34)

(1,25)

(3,57)

(0,02)

(3,26)

0,55

0,37

0,53

Costos totales (\$/bpe)

37,27

8,10

34,77

32,53

8,17

30,37

36,91

7,22

33,71

Netback **por operaciones** **(\$/bpe)**

65,73

28,25

62,52

63,31

31,61

60,54

64,70

34,27

61,42

Se pueden encontrar detalles adicionales sobre estos y otros costos y el gasto MD&A.

En un comunicado de prensa con fecha 9 de abril de 2013, la compañía divulgó planes para una reducción estructural de sus costos de operaciones de petróleo sobre una base proforma a partir del segundo trimestre de 2013 gracias a diversas iniciativas y proyectos, incluyendo una nueva línea de transmisión de electricidad suministrando energía menos cara para alimentar las operaciones en el campo, más transportación mediante oleoducto reemplazando la transportación más cara de petróleo crudo en camiones cisternas, y eficiencias y optimizaciones relacionadas con el costo y suministro de sus diluyentes.

El subtotal de los costos de producción, transportación y diluyente para la producción de petróleo de la compañía fue \$36,84/bbl en el tercer trimestre en comparación con \$36,31/bbl en el segundo trimestre de 2013 y

\$37,62

/bbl en el mismo período de hace un año. Los costos de producción en el trimestre actual aumentaron en 5% en comparación con el trimestre anterior como resultado de la liquidación de un volumen PAP de 602 Mbbl acumulado en el período anterior, y el volumen de 406 Mbbl para llenado del oleoducto Bicentenario, los cuales de lo contrario habrían estado disponibles para la venta. Los costos por transportación aumentaron en 16% en comparación con el trimestre anterior debido a un incremento de los volúmenes transportados en camiones como resultado de menores volúmenes disponibles para contratación en oleoductos y el retraso en la puesta en marcha del oleoducto Bicentenario.

La compañía continúa poniendo en práctica sus medidas para reducir los costos por operaciones petroleras y espera reconocer los efectos totales de los mismos en el cuarto trimestre con la entrada en funcionamiento de la línea de transmisión eléctrica Petroeléctrica y la puesta en marcha del oleoducto Bicentenario, lo cual se espera que reduzca considerablemente los costos de producción y transportación.

Volúmenes de petróleo operados comercialización y

2013

2012

3T

2T

3T

Volúmenes vendidos (bbl/d)

4.224

3.810

-

Written by Australian Business

Precio de las ventas (\$/bbl)

104,80

95,78

-

Costo de las compras (\$/bbl)

103,33

95,62

-

Netback por operaciones (\$/bbl)

1,47

0,16

-

Nota: No se llevaron a cabo actividades de comercialización durante el tercer trimestre de 2012. En el d

La compañía también reporta por separado su *netback* sobre petróleo crudo para comercialización que fue de \$1,47/bbl en el tercer trimestre, en comparación con no petróleo para actividades de comercialización en el mismo período en 2012.

Actualización sobre la exploración

Durante el tercer trimestre, la compañía continuó con sus actividades de exploración en Colombia, Guatemala y Perú, las cuales incluyeron la perforación de tres pozos de exploración y la adquisición e interpretación de datos geofísicos incluyendo levantamientos sísmicos, aeromagnéticos y aerogravimétricos. A continuación se ofrece un resumen de las actividades de exploración de la compañía. En el documento MD&A de la compañía para el tercer trimestre pueden encontrarse detalles adicionales.

Colombia

Los tres pozos de exploración en el tercer trimestre fueron perforados en Colombia y dieron como resultado los siguientes descubrimientos:

- El pozo de exploración QFE-S-1X perforado en la parte norte del bloque Quifa, encontró 8,5 pies de espesor de petróleo neto en la unidad de arena basal de la formación Carbonera y un nuevo descubrimiento para esta parte del bloque. En la actualidad se llevan a cabo pruebas de producción del pozo.
- El pozo de exploración Copa C-1 perforado en el bloque Cubiro, encontró 21 pies de espesor neto en las unidades C-5 y C-3 de la formación Carbonera y un nuevo descubrimiento de depósito lo largo del rumbo Copa. El pozo se completó con una tasa de producción inicial de 380 bbl/d con bajo corte de agua.
- El pozo de exploración LCI-1X perforado en el bloque La Creciente, encontró 63 pies de espesor y entregó gas en pruebas desde la formación Ciénaga de Oro a una tasa de 13,1 MMpc/d, confirmando un nuevo descubrimiento de gas comercial. También se harán pruebas a una zona potencial adicional de la formación Porquero Medio.

En el bloque Guama, la compañía comenzó operaciones para estimular fracturas y probar zonas potenciales en el descubrimiento del pozo de exploración CAPURE-1X anunciado previamente.

Se espera comenzar a perforar en el cuarto trimestre el pozo estratigráfico Tachuelo-1 en el bloque Portofino.

La compañía y sus socios tienen en marcha varias operaciones geofísicas en los bloques Quifa, CPE-6 y CPO-14 en la parte sur de la cuenca Llanos; en los bloques Caguan-5, Caguan-6, Tacacho y Terecay en la cuenca Putumayo; y en los bloques COR-15 y Muisca en la cuenca Cordillera.

Perú

En el bloque 138, ubicado en la cuenca Ucayali, la compañía terminó las pruebas de producción en el pozo de exploración Yahuish-1X, el cual fue perforado hasta una profundidad total de 8.417 pies MD. Se realizaron pruebas a tres intervalos en el Paleozoico que mostraron evidencias de hidrocarburo y espesor neto registrado prospectivo, con resultados que en este momento se consideran como no conclusivos. Actualmente se están usando los datos y la información, tanto del pozo como del bloque 138, para actualizar una evaluación de la prospectividad del bloque. Los resultados de este estudio técnico se esperan para el primer trimestre de 2014.

En el bloque 116 en la cuenca Santiago en el norte de Perú, Pacific Rubiales, el nuevo operador del bloque, terminó la preparación para la perforación del pozo Fortuna 1X y en estos momentos se está movilizand

En el bloque 135, la compañía terminó la interpretación del levantamiento sísmico en 2D del 2013 y en estos momentos se está evaluando el potencial de exploración del bloque.

En el bloque Z-1, ubicado costa afuera en la cuenca Tumbes, la compañía continúa el procesamiento y la interpretación de 1.542 km² de datos sísmicos en 3D. Se han identificado ubicaciones preliminares para pozos exploratorios que se usarán para apoyar el proceso de permiso ambiental.

Guatemala y Belice

En los bloques Guatemala (N-10-96 y O-10-96), Compañía Petrolera del Atlántico S.A., el operador del bloque, comenzó la perforación del pozo de exploración Balam-1X, que tiene como objetivo de exploración principal la formación Cobán del Cretáceo. Se espera alcanzar una profundidad total (TD) planificada de 12.650 pies en diciembre.

En Belice, la compañía recibió de parte del Departamento de Energía la aprobación para el Plan de Exploración para 2013 y 2014, el cual incluye 650 km de levantamientos sísmicos en 2D, 2.500 km de levantamientos de aerogravedad y aeromagnéticos así como campañas de geología y geoquímica superficial. Además, durante el período, se recibieron permisos ambientales para la mayor parte de los 650 km del levantamiento sísmico en 2D planificado.

Brasil

En Brasil, la compañía está esperando la aprobación reguladora por parte de la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles del Plan de Evaluación presentado como parte de la evaluación en curso de los descubrimientos de petróleo realizados en la cuenta

Santos a principios de este año. La compañía espera esta aprobación durante noviembre de 2013 y tiene planes de perforar dos pozos (uno de evaluación y uno exploratorio) durante el segundo trimestre de 2014. Además, la compañía recibió la aprobación reguladora para sus participaciones de los bloques S-M-1101, S-M-1102, S-M-1037 y S-M-1165 costa afuera en Brasil.

Detalles de la conferencia telefónica del tercer trimestre de 2013

La compañía ha programado una teleconferencia para inversores y analistas el jueves 7 de noviembre de 2013 a las 8:00 a.m. (hora de Toronto y Bogotá) y 11:00 a.m. (hora de Río de Janeiro) para discutir los resultados del tercer trimestre de la compañía. Entre los participantes estarán Ronald Pantin, director ejecutivo, José Francisco Arata, presidente, y miembros selectos de la alta gerencia.

La conferencia en vivo se llevará a cabo en inglés con traducción simultánea al español. Antes de la llamada la compañía colocará una presentación en su sitio web, al cual se puede tener acceso en www.pacificrubiales.com.

Se invita a los analistas e inversores interesados a que participen usando los siguientes números para llamadas:

Número de participante (Internacional/Local):

(647) 427-7450

Número de participante (Llamada gratuita en Colombia):

01-800-518-0661

Número de participante (Llamada gratuita en América del Norte):

(888) 231-8191

ID de la conferencia (Participantes en idioma inglés):

78572072

ID de la conferencia (Participantes en idioma español):

78693094

La teleconferencia se transmitirá en la web, y a la misma se puede tener acceso mediante el siguiente enlace: <http://www.pacificrubiales.com.co/investor-relations/webcast.html> .

Una repetición de la llamada estará disponible hasta las 23:59 pm (hora de Toronto) del 21 de noviembre de 2013, a la cual se podrá tener acceso marcando los siguientes números:

Número de marcación gratuito para la repetición:

1-855-859-2056

Número de marcación local:

(416)-849-0833

ID de la repetición (Participantes en idioma inglés):

78572072

ID de la repetición (Participantes en idioma español):

78693094

Pacific Rubiales, una compañía con sede en Canadá y productora de gas natural y petróleo crudo, es propietaria del 100% de Meta Petroleum Corp., que opera los campos de petróleo pesado Rubiales, Piriri y Quifa en la cuenca Llanos, y del 100% de Pacific Stratus Energy Colombia Corp., que opera el campo de gas natural La Creciente en la región noroccidental de Colombia
. Pacific Rubiales también ha adquirido el 100% de PetroMagdalena Energy Corp., que posee

activos de petróleo liviano en

Colombia

, y el 100% de C&C Energía Ltd., que posee activos de petróleo liviano en la cuenca Llanos.

Además de los activos en

Colombia

, la compañía tiene una cartera diversificada que incluye activos de producción y exploración en Perú,

Guatemala

, Brasil,

Guyana

y Papúa Nueva Guinea.

Las acciones ordinarias de la compañía se cotizan en la Bolsa de Valores de Toronto y en la Bolsa de Valores de

Colombia

y como Recibos Depositarios Brasileños en la Bolsa de Valores, Mercancías y Futuros de Brasil bajo los símbolos PRE, PREC y PREB, respectivamente.

Advertencias

Nota cautelar concerniente a las declaraciones a futuro

Este comunicado de prensa contiene declaraciones a futuro. Todas las declaraciones, que no sean las declaraciones de hechos históricos, que abordan actividades, eventos o desarrollos que la compañía considera, espera o anticipa que ocurrirán o podrán ocurrir en el futuro (incluyendo, pero sin limitarse a, declaraciones relacionadas con estimados y/o suposiciones con relación a la producción, facturación, flujo de caja y costos, estimados de reservas y recursos, recursos y reservas potenciales y los planes y objetivos de la compañía en temas de exploración y desarrollo) son declaraciones a futuro. Estas declaraciones a futuro reflejan las expectativas o las creencias actuales de la compañía sobre la base de información que la compañía actualmente tiene disponible. Las declaraciones a futuro están sujetas a una cantidad de riesgos e incertidumbres que pueden determinar que los resultados reales de la compañía difieran materialmente de los discutidos en las declaraciones a futuro, e incluso si esos resultados reales se concretan o se concretan sustancialmente, no hay seguridad de que tendrán las consecuencias esperadas para la compañía o efectos sobre ella. Entre los factores que podrían determinar que los resultados o los eventos reales difirieran materialmente de las actuales expectativas, se encuentran, entre otros: incertidumbre en cuanto a los estimados de capital y costos operativos; estimados de producción y retorno económico estimado; la

posibilidad de que las circunstancias reales difieran de los estimados y suposiciones; la falta del establecimiento de recursos o reservas estimados; fluctuaciones en los precios del petróleo y las tasas de cambio de divisas; inflación; cambios en los mercados bursátiles; acontecimientos políticos en Colombia, Perú, Guatemala, Brasil, Papúa Nueva Guinea o Guyana ;

cambios en las regulaciones que afectan las actividades de la compañía; incertidumbres relacionadas con la disponibilidad y los costos de financiación necesarios en el futuro; las incertidumbres que conllevan la interpretación de los resultados de las perforaciones y otros datos geológicos; el impacto de reclamaciones medioambientales, aborígenes o de otro tipo y los retrasos que dichas reclamaciones puedan causar los planes de desarrollo esperados de la compañía y los otros riesgos dados a conocer bajo el título "Factores de Riesgo" y en otras partes del formulario de información anual de la compañía de fecha 13 de marzo de 2013 presentado ante el SEDAR en

www.sedar.com

. Cualquier declaración a futuro se refiere solo a la fecha en la cual se emitió y, excepto como lo requieran las leyes aplicables a los títulos valores, la compañía renuncia a cualquier intento u obligación de actualizar cualquier declaración a futuro, ya sea como resultado de nueva información, eventos o resultados futuros o de cualquier otra naturaleza. Aunque la compañía cree que las suposiciones inherentes en las declaraciones a futuro son razonables, las declaraciones a futuro no son garantía de desempeño futuro y, por consiguiente, no se debe depositar una confianza excesiva en estas declaraciones debido a la inherente incertidumbre de estas.

Además, los niveles de producción informados puede que no sean un reflejo de tasas de producción sostenibles y las tasas de producción futuras pudieran diferir sustancialmente de las tasas de producción reflejadas en este comunicado de prensa debido a, entre otros factores, dificultades o interrupciones encontradas durante la producción de hidrocarburos.

Conversión de bpe

La expresión barril de petróleo equivalente (bpe) puede prestarse a confusión, en especial, si se la utiliza en forma aislada. Se utiliza un factor de conversión de bpe de 5,7 Mpc: 1 bbl, y se basa en un método de conversión de equivalencia energética aplicable, principalmente, en la punta del quemador, y no representa una equivalencia de valor en la boca del pozo. Los valores estimados divulgados en este comunicado de prensa no representan valor justo del mercado. Los valores estimados de reservas e ingresos netos futuros para propiedades individuales puede que no reflejen el mismo nivel de confianza de los estimados de reservas e ingresos netos futuros para todas las propiedades, debido a los efectos de la suma.

Definiciones

Bpc

Mil millones de pies cúbicos.

Bpce

Mil millones de pies cúbicos de gas natural equivalente.

bbl

Barril de petróleo.

bbl/d

Barril de petróleo por día.

bpe

Barril de petróleo equivalente. La expresión barril de petróleo equivalente (bpe) puede prestarse a confu

bpe/d

Barril de petróleo equivalente por día.

Mbbl

Mil barriles.

Mbpe

Mil barriles de petróleo equivalente.

MMbbl

Millón de barriles.

MMbpe

Millón de barriles de petróleo equivalente.

Mpc

Mil pies cúbicos.

Millón de toneladas GNL

Un millón de toneladas de GNL (gas natural licuado) es equivalente a 48 Bpc o 1.360 millones de m3 de

Producción neta

Producción correspondiente a la participación de la compañía después de la deducción de regalías.

Producción total en el campo

100% de la producción total en el campo antes de tener en cuenta la participación y las deducciones de

Producción bruta

Producción correspondiente a la participación de la compañía antes de la deducción de regalías.

WTI

Petróleo crudo West Texas Intermediate.

Traducción

Este comunicado de prensa se redactó en idioma inglés y fue posteriormente traducido al español y al portugués. En caso de presentarse diferencias entre la versión en inglés y sus contrapartes traducidas, el documento en inglés debe ser considerado como la versión que regirá.

PDF disponible en: <http://40rhel5streamview01.newswire.ca/media/2013/11/07/20131107-718343-33088-27810dd2-475e-45be-96c3-c4f6ab294af7.pdf>

PDF disponible en: <http://40rhel5streamview01.newswire.ca/media/2013/11/07/20131107-718343-33087-27810dd2-475e-45be-96c3-c4f6ab294af7.pdf>

PDF disponible en: <http://40rhel5streamview01.newswire.ca/media/2013/11/07/20131107-718343-33089-27810dd2-475e-45be-96c3-c4f6ab294af7.pdf>

Para obtener información adicional:

Christopher (Chris) LeGallais Vicepresidente principal, Relaciones con los Inversores+1 (647) 295-3700

Roberto Puente Gerente principal, Relaciones con los Inversores+57 (1) 511-2298

Kate Stark Gerente, Relaciones con los Inversores +1 (416) 362-7735

FUENTE Pacific Rubiales Energy Corp.

FUENTE Pacific Rubiales Energy Corp.

SOURCE Pacific Rubiales Energy Corp.

RELATED LINKS <http://www.pacificrubiales.com>