

PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP.

COMUNICADO DE PRENSA

PACIFIC RUBIALES ANUNCIA LOS RESULTADOS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2015: REPORTA RÉCORD EN PRODUCCIÓN NETA Y VOLÚMENES DE VENTA Y MENORES COSTOS OPERATIVOS EFECTIVOS

Toronto, Canadá, Jueves 14 de Mayo de 2015 – Pacific Rubiales Energy Corp. (TSX: PRE) (BVC: PREC) (La “Compañía” y “Pacific Rubiales”) anunció hoy la emisión de sus resultados financieros consolidados no auditados correspondientes al trimestre finalizado el 31 de marzo de 2015, junto con su Informe de Gestión (MD&A). Estos documentos serán publicados en la página web de la Compañía www.pacificrubiales.com, SEDAR en www.sedar.com, la página web de SIMEV en www.superfinanciera.gov.co/web_valores/Simev. Una presentación corporativa sobre los resultados del primer trimestre será publicada en el sitio web de la Compañía. Todos los valores en este comunicado de prensa y en las revelaciones financieras de la Compañía se expresan en dólares americanos a menos que se indique lo contrario.

Información Operacional Destacada:

- La producción neta del trimestre alcanzó la cifra record de 152.620 bpe/d, un aumento del 4% en comparación con lo registrado durante el cuarto trimestre de 2014, y dentro de la meta de producción establecida por la Compañía (150.000 – 160.000 bpe/d). La mayor producción se debe al incremento en la producción de crudo liviano y mediano de la Compañía y, al aumento de la producción en el campo Quifa SO.
- La producción de crudo liviano y mediano aumentó en un 18% en comparación con el primer trimestre de 2014 y 8% más en comparación con el cuarto trimestre de 2014, alcanzando la cifra de 55.587 bbl/d.
- La producción neta del campo Quifa SO se incrementó a 29.812 bbl/d durante el primer trimestre de 2015, un 14% más que en el cuarto trimestre de 2014 y un 34% por encima de la cifra reportada durante el mismo periodo de 2014.

Información Financiera Destacada:

- Los ingresos del trimestre fueron \$800 millones, un descenso del 19% en comparación con lo registrado durante el cuarto trimestre de 2014, debido a la reducción de los precios internacionales del petróleo.
- El promedio de ventas de petróleo y gas (incluyendo el petróleo comercializado) del primer trimestre alcanzó la cifra récord de 180.086 bpe/d, un aumento del 19% en comparación con lo reportado en el mismo periodo de 2014.
- El netback operativo combinado de la producción de petróleo y gas para el trimestre fue de \$22,73/bpe en comparación con los \$38,36/bpe reportados durante el cuarto trimestre de 2014. Esta reducción es totalmente atribuible a la drástica caída en los precios del petróleo.
- Reducciones continuas y significativas en los costos operativos (excluyendo overlift, underlift y otros), los cuales, se redujeron en un 20% en comparación con el trimestre anterior y en un 34% respecto al mismo periodo del año anterior.

- Los gastos generales y administrativos fueron \$55 millones en el primer trimestre de 2015, disminuyendo de \$98 millones en el cuarto trimestre de 2014 y \$75 millones en el primer trimestre de 2014.
- El EBITDA Ajustado disminuyó en un 36% a la cifra de \$270 millones, respecto a los \$419 millones reportados en el cuarto trimestre de 2014.
- El Flujo de Caja (Flujo de Fondos de las Operaciones) del trimestre fue \$157 millones.
- La pérdida neta del primer trimestre de 2015 fue \$722 millones, la cual refleja el importante deterioro de los precios del petróleo así como un cargo por deterioro de activos no monetario. Otros rubros no monetarios que afectaron las utilidades incluyen pérdidas no realizadas en el cambio de divisas y el DD&A.
- La inversión total en bienes de capital se redujo a \$226 millones en el primer trimestre de 2015, en comparación con los \$758 millones del cuarto trimestre de 2014 y los \$469 millones del primer trimestre de 2014.

Información Adicional Destacada:

- La Compañía obtuvo una flexibilización de ciertos covenants aplicables a la línea de crédito rotativo y la deuda bancaria, elevando el índice del apalancamiento financiero de la deuda bruta sobre el EBITDA Ajustado de los últimos 12 meses de 3.5:1.0 a 4.5:1.0.
- La Compañía retiró \$1 millardo de la línea de crédito rotativo y utilizó parte de los recursos para pagar \$384 millones de la deuda bancaria a corto plazo de 2015 y 2016, y contribuyendo \$860 millones en efectivo al balance de la Compañía a 31 de marzo de 2015.
- Tal y como se anunció el día 5 de mayo de 2015, la Compañía ha iniciado conversaciones exclusivas respecto a una oferta de parte de ALFA, S.A.B. de C.V. (“**ALFA**”) y Harbour Energy Ltd. (“**Harbour Energy**”), por medio de la cual estas compañías adquirirían todas las acciones ordinarias del capital social de la Compañía emitidas y en circulación (“**Acciones Ordinarias**”) que no sean propiedad de ALFA por un precio de C\$6,50 por acción, sujeto la finalización de la documentación definitiva y la aprobación final por parte de la Junta Directiva y los accionistas. En caso de que la oferta prospere, constituiría una transacción con partes relacionadas de conformidad con las normas aplicables al mercado de valores canadiense. Por lo tanto, se está evaluando por un comité independiente que, a su vez, ha contratado los servicios de asesores financieros que proveerán una valoración independiente de conformidad con las leyes del mercado de valores. Si la transacción es aprobada por la Junta Directiva, la oferta se someterá a una reunión especial de la Asamblea de Accionistas, en donde debe ser aprobada por mínimo dos tercios de las acciones con voto presentes en la reunión, así como por la mayoría de los accionistas minoritarios que voten en la reunión.
- La Compañía recibió \$200 millones por el pago anticipado de una venta futura de petróleo negociado con un comercializador mundial de energía, por la entrega de seis millones de barriles de petróleo durante un periodo de seis meses.
- Durante el trimestre se perforaron ocho pozos exploratorios (incluyendo pozos estratigráficos y de evaluación), cuyos resultados fueron seis descubrimientos. Lo anterior representa una tasa de éxito del 75% en comparación con el 56% del mismo periodo de 2014. Los éxitos exploratorios principalmente localizados en la zona Central y Profunda de los Llanos en Colombia han adicionado aproximadamente 10.000 bbl/d a la producción de crudo liviano en el último año.

Ronald Pantin, Director Ejecutivo de la Compañía, comentó:

“En mi último Mensaje para los Accionistas del 2014, describí en líneas generales algunos de los planes que nos proponíamos ejecutar con el fin de alinear las operaciones de la Compañía con el ambiente de precios bajos. Como accionista, puede sentirse complacido con el hecho de que el diligente y dedicado

equipo de Pacific Rubiales ha cumplido su promesa. Como se puede observar en los resultados del primer trimestre, la Compañía presenta una reducción en G&A, al igual que en los costos de operación. Aunque estas reducciones no compensan en su totalidad la dramática caída de los precios del petróleo registrada durante el primer trimestre del 2015, si mejoran la rentabilidad de la Compañía para lo que resta del 2015 y en el futuro, dentro de los escenarios esperados del precios del petróleo.

“Como es sabido, el 5 de mayo anunciamos que la Compañía está en conversaciones exclusivas uno de sus mayores accionistas ALFA y su socio Harbour Energy para la posible adquisición de la Compañía.

“Durante el primer trimestre y en lo corrido del segundo trimestre del 2015, logramos volúmenes de producción sin precedentes. Actualmente, promediamos 155.000 bpe/d – lo cual representa un aumento en comparación con la cifra reportada a finales del 2014 de aproximadamente 150,000 bpe/d. Aunque el crecimiento es pequeño en comparación con lo alcanzado en años anteriores, quiero enfatizar el hecho de que este incremento en la producción se debe a la calidad de nuestros activos de crudo liviano y mediano, y de importantes nuevos descubrimientos realizados en el 2014 en el Piedemonte Colombiano. Durante el 2015 hemos continuado con la exploración identificando un número de prospectos exploratorios similares a los ya descubiertos, y más importante aún, esto ha resultado en un gran número de locaciones de perforación para desarrollar crudo liviano que permitirá el crecimiento en la producción hacia el 2016. Adicionalmente, hemos confirmado el potencial del descubrimiento Kangaroo costa afuera en Brasil y anunciamos un segundo descubrimiento potencialmente similar a este en sus inmediaciones, en el prospecto Echidna.

“Durante el primer trimestre del 2015, obtuvimos ingresos de \$800 millones, generamos así \$270 millones en EBITDA Ajustado y \$157 millones en flujo de fondos de las operaciones. Nuestras utilidades se vieron reducidas en comparación con las cifras reportadas en el cuarto trimestre del 2014, debido principalmente a la tendencia a la baja de los precios del petróleo y a un cargo por deterioro no monetario de \$411 millones (después de impuestos) contra nuestros activos de exploración y goodwill. Nuestro netback operativo del trimestre fue de \$22,73/bpe, el cual también se vio afectado por la debilidad de los precios del petróleo.

“Hemos continuado optimizando nuestras operaciones logrando así mayores reducciones de costos durante el trimestre, con costos operativos de \$21,21/bpe y costos operativos totales (incluyendo el overlift y otros costos) de \$26,72/bpe, en comparación con los \$26,44/bpe y \$27,28/bpe registrados respectivamente, durante el cuarto trimestre del 2014.

“Durante el trimestre negociamos de manera exitosa la reducción del índice de apalancamiento del covenant sobre nuestra línea de crédito rotativo de \$1 millardo y otras deudas bancarias. El cálculo de la deuda bruta sobre el EBITDA Ajustado de los últimos 12 meses fue cambiado de 3.5:1.0 a 4.5:1.0, siendo esto un testimonio al apoyo y confianza en nosotros por parte de nuestros prestamistas tradicionales.

“Igualmente, cerramos una transacción durante el trimestre en virtud de la cual recibimos \$200 millones como pago anticipado parcial por la venta de seis millones de barriles de crudo durante un periodo de seis meses, como parte de nuestro programa de manejo de capital de trabajo. Adicionalmente, anunciamos la intención de un tercero de adquirir el 30% de Pacific Midstream por \$200 millones y proyectamos finiquitar esta transacción durante este trimestre. Como resultado, esperamos ver una mejora en nuestra deuda bancaria y de largo plazo neta (excluyendo las deficiencias de capital de trabajo), que fue de aproximadamente \$4.400 millones al final del primer trimestre de 2015.

“Hacia el futuro, nuestra estrategia de financiamiento y capital continua enfocada en mantener un sólido balance general, de la siguiente manera: (1) manteniendo la reducción de costos operativos y de G&A; (2) reduciendo de inversiones en bienes de capital de manera que correspondan con los flujos de efectivo bajo el ambiente actual de los precios del petróleo; (3) asignando capital a los proyectos más importantes y que

arrojen la más alta rentabilidad; (4) manteniendo la liquidez; y (5) implementando iniciativas para el manejo estratégico de pasivos; todas estas encaminadas a garantizar los fondos para el crecimiento futuro y la generación de una rentabilidad sólida para nuestros accionistas.”

Resultados Financieros

Resumen Financiero				
	2015		2014	
	T1	T4	T1	
Ingresos de las Ventas de Petróleo y Gas (\$ millones)	799.8	991.5	1,283.5	
EBITDA Ajustado (\$ millones) ^{1, 4}	269.6	419.3	708.2	
EBITDA Ajustado Margen (EBITDA Ajustado /Ingresos)	34%	42%	55%	
EBITDA Ajustado por acción ^{1, 4}	0.86	1.33	2.23	
Flujo de Fondos (Flujo de Fondos de las Operaciones) (\$ millones) ¹	156.9	409.8	473.6	
Flujo de Fondos (Flujo de Fondos de las Operaciones) por acción ¹	0.50	1.30	1.49	
Utilidades (Pérdidas) Netas de la operaciones antes del deterioro	(138.9)	(40.6)	330.8	
Utilidades (Pérdidas) Netas (\$ millones) ²	(722.3)	(1,660.9)	119.2	
Utilidades (Pérdidas) Netas por acción	(2.31)	(5.26)	0.38	
Producción Neta (bpe/d)	152,650	147,075	148,827	
Volumenes de Ventas (bpe/d)	180,086	161,445	151,847	
(COP\$ / US\$) Tasa de Cambio ³	2,576.05	2,392.46	1,965.32	
Promedio de Acciones en Circulación – básicas (millones)	313.3	315.9	317.8	

¹ Los términos EBITDA Ajustado, flujo de fondos (flujo de fondos de las operaciones) no son prescritos por las NIIF. Por favor referirse a Anuncio Precautorio y Reconciliaciones en el Informe de Gestión.

² Utilidades netas atribuibles a los titulares del capital accionario de la casa matriz

³ Las fluctuaciones en la tasa de cambio COP/USD pueden tener un impacto significativo en las utilidades netas de la Compañía, debido a la forma de la conversión de las divisas no realizada sobre los activos y pasivos financieros de la Compañía y los saldos de impuestos diferidos denominados en COP.

⁴ La Compañía utiliza la medición financiera EBITDA Ajustado la cual no es prescrita por las NIIF, mientras que en el pasado se utilizó el término EBITDA. Nuestro cálculo de esta medición no ha cambiado con respecto a los trimestres anteriores, pero la terminología ha cambiado, en cumplimiento de las directrices impartidas por la Comisión de Títulos Valores de Ontario

Producción

Resumen de la Producción Neta				
	2015		2014	
	T1	T4	T1	
<u>Petróleo y Líquidos (bbl/d)</u>				
Colombia	141,238	133,731	135,694	
Perú	2,856	3,288	2,424	
Total Petróleo y Líquidos (bbl/d)	144,094	137,019	138,118	

Gas Natural (boe/d)¹

Colombia	8,556	10,056	10,709
Total Gas Natural (bpe/d)	8,556	10,056	10,709
Total Producción Equivalente (bpe/d)	152,650	147,075	148,827

¹ Conversión estándar colombiana para gas natural de 5.7 Mcf /bbl.

La información detallada de la producción se encuentra disponible en el Informe de Gestión

En 2015, la producción neta de la Compañía de 152.650 bpe/d aumentó en un 4% en comparación con la cifra del cuarto trimestre de 2014, impulsada por el aumento en los volúmenes de producción provenientes de sus campos de crudo liviano y mediano. El crecimiento en la producción se vio contrarrestado por un descenso del 17% en la producción neta del campo Rubiales en comparación con el mismo periodo de 2014. La reducción en la producción del campo maduro Rubiales se debe primordialmente a las restricciones que afectan la capacidad de disposición de agua, como resultado de la demora en la expedición de los permisos requeridos para el proyecto de irrigación de agua Agrocascada. La producción neta del campo Quifa SO aumentó a 29.812 bbl/d durante el primer trimestre de 2015, un 34% más que en el mismo periodo de 2014 y un 14% más que en el cuarto trimestre de 2014.

Con el aumento en la producción proveniente de los campos de crudo liviano y mediano, la cual ahora representa el 36% de la producción total neta promedio del primer trimestre, la dependencia en la producción del campo Rubiales continua reduciéndose, representando ahora solamente el 35% de la producción total neta promedio del primer trimestre, un descenso en comparación con el 44% producción total neta registrada en el primer trimestre de 2014.

Volúmenes de Producción y Ventas

Conciliación de la Producción y las Ventas Totales			
	2015	2014	
	T1	T4	T1
<u>Producción Neta</u>			
Colombia Petróleo (bbl/d)	141,238	133,731	135,694
Colombia Gas (bpe/d)	8,556	10,056	10,709
Perú Petróleo (bbl/d)	2,856	3,288	2,424
Producción Total Neta (bpe/d)	152,650	147,075	148,827
<u>Volúmenes de Ventas (bpe/d)</u>			
Producción Disponible para la Venta (bpe/d)	152,650	147,075	148,827
Volúmenes de Diluyente (bbl/d)	325	1,795	3,211
Volúmenes de Petróleo para Comercialización (bbl/d)	15,524	14,237	10,586
Liquidación del PAP (bbl/d) ¹	0	0	(4,996)
Movimiento de Inventarios y Otros (bpe/d)	11,587	(1,662)	(5,781)
Total Volúmenes Vendidos (bpe/d)	180,086	161,445	151,847

¹ Corresponde al inventario entregado a Ecopetrol durante el 2013 y 2014 relacionado con el arreglo final del laudo arbitral del PAP. A finales del primer trimestre del 2014 la Compañía había entregado la totalidad de los volúmenes PAP pendientes de entrega del periodo anterior.

Información adicional sobre los volúmenes de producción y ventas se encuentra disponible en el Informe de Gestión.

La Compañía produce y vende crudo y gas natural. Igualmente compra líquidos y crudo a terceros para propósitos comerciales y como diluentes en la mezcla de su producción de crudo pesado, los cuales se incluyen en el reporte de “volúmenes vendidos”. Los volúmenes de ventas se ven impactados por los movimientos relativos de los inventarios durante el ejercicio reportado. Tanto los ingresos como los costos se reconocen sobre los respectivos volúmenes vendidos durante el periodo.

La producción durante el trimestre aumentó a 152.650 bpe/d en comparación con los 148.827 bpe/d del mismo periodo del año anterior (un incremento del 3%), como resultado de los mayores volúmenes provenientes de los campos productores. Los volúmenes de diluyente del trimestre se redujeron a 325 bbl/d respecto a los 1,795 bbl/d del cuarto trimestre de 2014 y los 3.211 bbl/d del mismo periodo del año anterior. Los volúmenes de diluyente continúan descendiendo en la medida que la Compañía utiliza para este fin la totalidad de su producción de crudo liviano y mediano proveniente de las adquisiciones previas y los nuevos descubrimientos, más el acceso a acuerdos para el suministro de diluyente a bajo costo. Los volúmenes de petróleo para comercialización aumentaron durante el año a 15.524 bbl/d en comparación con los 10.586 bbl/d registrados en el año anterior. Los saldos de inventario para el trimestre descendieron como resultado del retiro de 11.587 bpe/d en el primer trimestre en comparación con una acumulación de 5.781 bpe/d acumulados durante el mismo periodo del año anterior.

Los volúmenes totales vendidos, lo cual consta de los volúmenes disponibles para la venta, volúmenes de diluyente comprados, volúmenes de petróleo para comercialización y cambios en los saldos de inventario, aumentaron a 180.086 bpe/d en el presente trimestre, en comparación con los 151.847 bpe/d del año anterior (un aumento del 19%)

Netback Operativo y Volúmenes de Ventas

Producción, volúmenes y Netbacks de Petróleo y Gas									
	2015 T1			2014 T4			2014 T1		
	Petróleo	Gas	Combinado	Petróleo	Gas	Combinado	Petróleo	Gas	Combinado
Volúmenes de Producción Vendidos (bpe/d) ¹	155,967	8,595	164,562	137,083	10,125	147,208	130,526	10,735	141,261
Precio de Venta del Petróleo Crudo y del Gas Natural (\$/bpe)	50.38	32.48	49.45	68.27	29.97	65.64	98.44	31.80	93.38
Costos de Producción (\$/bpe)	8.55	4.26	8.33	14.40	4.42	13.71	16.51	4.18	15.57
Costos de Transporte (\$/bpe)	11.75	0.82	11.18	11.70	0.33	10.92	15.02	0.01	13.88
Costos de Diluyente (\$/bpe)	1.80	-	1.70	1.95	-	1.81	2.90	-	2.68
Sub-Total Costos (\$/bpe)	22.10	5.08	21.21	28.05	4.75	26.44	34.43	4.19	32.13
Otros Costos (\$/bpe) ²	1.46	0.30	1.40	0.80	1.75	0.87	1.24	1.93	1.29
Costos Overlift/Underlift (\$/bpe)	4.34	(0.08)	4.11	(0.03)	0.04	(0.03)	(4.21)	0.64	(3.84)
Costos Totales (\$/bpe)	27.90	5.30	26.72	28.82	6.54	27.28	31.46	6.76	29.58

Netback (\$/bpe)	Operativo	22.48	27.18	22.73	39.45	23.43	38.36	66.98	25.04	63.80
---------------------	-----------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

¹ Volúmenes de producción vendidos excluye el petróleo de los volúmenes para comercialización e incluye los volúmenes de diluyente vendido

² Incluye regalías pagadas en efectivo.

Información adicional sobre costos y netback operativo se encuentra disponible en el Informe de Gestión

El costo de producción combinado se redujo de \$13,71/bpe en el cuarto trimestre de 2014 a \$8,33/bpe en el primer trimestre de 2015, como resultado de la reducción de costos de levantamiento y a la devaluación del peso colombiano frente al dólar americano. El costo combinado del transporte durante el trimestre aumentó ligeramente de \$10,92/bpe en el cuarto trimestre de 2014 a \$11,18/bpe en el primer trimestre de 2015, con interrupciones mínimas del Oleoducto Bicentenario. Los costos de diluyente continúan cayendo en la medida que la Compañía utiliza plenamente la producción de crudo liviano y mediano proveniente de las previas adquisiciones y de los nuevos descubrimientos, más el acceso a acuerdos para el suministro de diluyente a bajo costo. Los costos operativos totales de la Compañía (incluyendo overlift, underlift y otros costos) se redujeron a \$26,72/bpe en el presente trimestre, en comparación con los \$29,58/bpe registrados en el mismo período del año anterior. Se espera realizar reducciones adicionales en los costos durante el año.

La Compañía reporta por separado el netback del petróleo para comercialización el cual fue de \$2.52/bbl en el presente trimestre, en comparación con la cifra de \$1.19/bbl del mismo periodo del año anterior. Información adicional con respecto al petróleo comercializado se encuentra disponible en el Informe de Gestión.

Actualización de las Actividades de Exploración

Durante el primer trimestre del 2015, la Compañía perforó o fue socio en la perforación de ocho pozos consistentes de cinco pozos de exploración y tres pozos de avanzada. De estos ocho pozos, seis encontraron zonas productoras económicas y dos pozos fueron abandonados como pozos secos, para una tasa de éxito del 75%. Los pozos exploratorios del primer trimestre del 2015 dieron como resultado un nuevo descubrimiento en el Bloque Quifa en Colombia, confirmaron el descubrimiento Kangaroo en el Bloque S-M-1165 costa afuera en el Brasil, mientras que los pozos de avanzada exitosos fueron perforados en Bloque Guatiquía, Colombia y en el Bloque 131, Perú. Con posterioridad al final del trimestre, se realizó un nuevo descubrimiento (Echidna-1) en el Bloque S-M-1102, costa afuera en el Brasil. Información detallada se encuentra disponible en el Informe de Gestión de la Compañía del primer trimestre del 2015.

Acerca de Pacific Rubiales

Pacific Rubiales es una compañía canadiense cotizante líder en exploración y producción de gas natural y petróleo crudo, con operaciones enfocadas en Latinoamérica. La Compañía cuenta con un portafolio diversificado de activos con participaciones con más de 90 bloques de exploración y producción en 7 países incluyendo Colombia, Perú, Guatemala, Brasil, Guyana, Papúa Nueva Guinea y Belice. La estrategia de la Compañía está enfocada en el crecimiento sostenible de la producción y las reservas y en la generación de efectivo. Pacific Rubiales está comprometida a llevar a cabo su negocio de manera segura y con responsabilidad social y ambiental.

Las acciones ordinarias de la Compañía se cotizan en la Bolsa de Valores de Toronto, en la Bolsa de Valores de Colombia, bajo los símbolos de cotización PRE, PREC, respectivamente.

Anuncio Precautorio

Comentario de Precaución Referente a las Declaraciones con Miras al Futuro.

El presente comunicado de prensa contiene declaraciones con miras al futuro. Cualquier declaración, diferente a aquellas de hechos históricos, que haga referencia a actividades, eventos o acontecimientos que la compañía cree, espera o anticipa que sucederán o podrían suceder en el futuro (incluyendo, sin limitarse a ello, declaraciones referentes a estimativos y/o suposiciones con respecto a la producción, ingreso, flujo de caja y costos, estimativos de reservas y recursos, reservas y recursos potenciales y los planes y objetivos de exploración y desarrollo) son declaraciones con miras al futuro. Estas declaraciones con miras al futuro reflejan las expectativas o creencias actuales de la Compañía con base en la información actualmente disponible a la Compañía. Las declaraciones con miras al futuro están sujetas a un número de riesgos e incertidumbres que pueden hacer que los resultados actuales de la Compañía difieran de manera sustancial de aquellos discutidos en las declaraciones con miras al futuro, e incluso, aún si dichos resultados actuales se materializan completamente o se materializan en buena medida, no se puede garantizar que estos tengan las consecuencias o efectos esperados sobre la Compañía. Los factores que pueden hacer que los resultados o eventos reales sustancialmente de las expectativas actuales incluyen, entre otros, los siguientes: incertidumbre sobre los estimados de capital y costos de operación, estimados de producción y el retorno económico estimado; la posibilidad de que las circunstancias actuales difieran de los estimados y suposiciones; imposibilidad de establecer las reservas y recursos estimados; fluctuación en los precios del petróleo y en las tasas de cambio; inflación, cambios en los mercados bursátiles; desarrollos políticos en Colombia, Perú, Guatemala, Brasil, Papúa Nueva Guinea, Guyana y México; cambios en la regulación que afectan las actividades de la Compañía; incertidumbres relacionadas con la disponibilidad y costos de financiamiento que se requieran en un futuro; la incertidumbre inherente a la interpretación de los resultados de las perforaciones y otros datos geológicos; y los demás riesgos divulgados bajo el título “Factores de Riesgo” y en el Formulario Anual de Información de fecha 18 de marzo de 2015, radicado en SEDAR en www.sedar.com. Cualquier declaración con miras al futuro se aplica solo a partir de la fecha en la cual se realizó, y salvo que así lo requieran las leyes aplicables de valores, la Compañía rechaza cualquier intención u obligación de actualizar cualquier declaración con miras al 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 a las declaraciones con miras al futuro son razonables, dichas declaraciones con miras al futuro no son una garantía de desempeño futuro y por consiguiente no se debe otorgar indebida confianza a dichas declaraciones debido a la incertidumbre inherente a la misma.

Adicionalmente, los niveles de producción reportados pueden no reflejar tasas de producción sostenibles y las tasas de producción futuras pueden diferir sustancialmente de las tasa de producción reflejadas en este comunicado de prensa debido a, entre otros factores posibles dificultades e interrupciones que afectan la producción de hidrocarburos.

Los estimados de recuperación y reservas del petróleo y gas suministradas en este comunicado de prensa y que han sido tomadas de los reportes de reservas independientes son únicamente estimados, y no existe garantía de que dichas reservas estimadas sean recuperable. Las reservas reales de petróleo y gas pueden ser mayores o menores que las indicadas en los estimados provistos.

Los valores estimados en este comunicado de prensa no representan los valores razonables del mercado. Los estimados de reservas e ingresos netos futuros para las propiedades individuales pueden no reflejar el mismo grado de confianza que los estimados de reservas de ingresos netos futuros de todas las propiedades debido a los efectos de la agregación.

Conversión Bpe

El término “bpe” se utiliza es este comunicado de presa. El bpe puede desorientar, en particular si se usa de manera aislada. Una conversión bpe 5.7 Mcf: 1 bbl está basada en un método de conversión de equivalencia de energía aplicable en la punta del quemador y no representa un valor de equivalencia en la cabeza de pozo.

Las reservas de gas natural de la Compañía están contenidas en La Creciente, Guama y otros bloques en Colombia, como también en el campo Piedra Redonda en el Bloque Z-1 en Perú. Para todas las reservas de gas en Colombia, bpe han sido expresados usando la conversión estándar colombiana de 5.7 Mcf: 1 bbl, requerida por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia y para todas las reservas de gas natural en Perú, los bpe han sido expresados usando la conversión estándar utilizada en el Perú de 5.626 Mcf: 1 bbl requerida por Perupetro S.A. Si la conversión estándar de 6.0 Mcf:1 bbl fuera usada para todas las reservas de gas natural de la Compañía, esto resultaría en una reducción en las reservas 1P y 2P de la Compañía en aproximadamente 4,9 y 6,9 MMbpe, respectivamente

Definiciones

Bcf	Mil millones de pies cúbicos.
Bcfe	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. El Bpe puede desorientar, en particular si se usa de manera aislada. El estándar Colombiano es una tasa de conversión de 5.7 Mcf:1 bbl y está basada en un método de conversión de equivalencia de energía principalmente aplicable a la punta del quemador y no refleja un valor de equivalencia a la cabeza del pozo.
bpe/d	Barril de petróleo equivalente por día.
Mbbl	Miles de barriles de petróleo.
Mbpe	Miles de barriles de petróleo equivalente.
MMbbl	Millones de barriles de petróleo.
MMbpe	Millones de barriles de petróleo equivalente.
Mcf	Mil pies cúbicos.
WTI	Petróleo Crudo West Texas Intermediate.

Traducción

El presente comunicado de prensa fue preparado en inglés y posteriormente traducido al español. En caso de diferencias entre la versión en inglés y sus versiones traducciones, prevalecerá el contenido del documento en inglés.

PARA MAYOR INFORMACIÓN:

PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. 1100 - 333 BAY STREET, TORONTO, ONTARIO M5H 2R2
TELEPHONE: (416) 362-7735 FAX: (416) 360-7783

Frederick Kozak
Vicepresidente Corporativo, Relaciones con los Inversores
+57 (1) 511-7992
+1 (403) 606-3165

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

Richard Oyelowo
Director, Relaciones con los Inversores
+1 (416) 362-7735

CONTACTO CON LOS MEDIOS:

Peter Volk
Vicepresidente de Comunicaciones, Norteamérica
+1 (416) 362-7735