

PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP.

COMUNICADO DE PRENSA

PACIFIC RUBIALES ANUNCIA LOS RESULTADOS DEL CUARTO TRIMESTRE Y DEL AÑO 2014 Y ANUNCIA LA FLEXIBILIZACION DE LOS COVENANTS DE DEUDA

Toronto, Canadá, miércoles 18 de marzo de 2015 – Pacific Rubiales Energy Corp. (TSX: PRE) (BVC: PREC) (BOVESPA: PREB) anunció hoy la publicación de sus resultados financieros consolidados auditados correspondientes al año completo y al trimestre finalizado el 31 de diciembre de 2014, en conjunto con su Informe de Gestión, el Formulario de Información Anual (“AIF”) incluyendo el Formulario NI51-101 F1 – Estado de Datos de Reservas y Otra Información de Petróleo y Gas para Pacific Rubiales Energy Corp. (el “Reporte F1”). Los anteriores 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. 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 total de campo del año fue 314,947 bpe/d, un aumento del 1% en comparación con el 2013.
- La producción bruta del año fue 176,235 bpe/d, un aumento del 12% en comparación con el 2013.
- La producción neta del año fue 147,423 bpe/d, un aumento del 14% en comparación con el 2013.
- La producción neta del cuatro trimestre de 2014 fue en promedio de 147,075 bpe/d, un aumento del 10% en comparación con el mismo periodo del 2013. El aumento de la producción fue principalmente atribuible a los campos de crudo liviano y mediano de la Compañía.
- El volumen de ventas para el año fue de 158,026 bpe/d, un aumento del 17% en comparación con el 2013.
- El netback operativo combinado de la producción de petróleo y gas para el año fue de \$54.84/bpe en comparación con los \$60.77/bpe del 2013. La reducción se debió al descenso significativo en el mercado de los precios internacionales del crudo.
- La Compañía logró una reducción importante en los costos operativos totales (incluyendo los over/under lifts y otros costos) en \$2.67/bpe a \$30.51/bpe, para el año, mitigando así el impacto de los menores precios realizados.

Información Financiera Destacada:

- Flexibilización de los covenants de deuda de la facilidad de crédito rotativo y deuda bancaria a 4.5:1.0 deuda sobre EBITDA de los últimos doce meses.
- La Junta Directiva de la Compañía decidió suspender el pago del dividendo trimestral de \$0.165 por acción (o aproximadamente \$52 millones por trimestre) a partir del primer trimestre de 2015, mientras los precios internacionales del petróleo permanezcan deprimidos.

- Los ingresos del año fueron de \$5.0 millardos, un aumento del 7% en comparación con los ingresos del 2013, pese a la caída de los precios del petróleo durante el segundo semestre de 2014.
- Pese al descenso importante en los precios del petróleo, el EBITDA Ajustado para el 2014 fue de \$2.5 millardos, similar al 2013 lo que representa un margen del 50% sobre el total de ingresos del periodo.
- El Flujo de Fondos (flujo de fondos de las operaciones) para el año fue \$2.0 millardos, un aumento del 6% en comparación con el 2013.
- La Pérdida Neta del año fue \$1.3 millardos, debido principalmente a los \$1.6 millardos por cargo por deterioro no monetario (antes de impuestos) registrado sobre los activos de petróleo y gas e inversiones de exploración, reflejando la caída significativa en el precio del petróleo. Otros rubros no monetarios que afectaron las utilidades incluyen las pérdidas por cambio en moneda extranjera no realizadas, impuestos sobre la renta diferidos, al igual que DD&A, todos los cuales contribuyeron a las pérdidas del año.
- Inversiones en bienes de capital E&D fueron del orden de \$2.4 millardos, en comparación con los \$2.1 millardos de 2013.
- En 2014 la Compañía pagó un total de \$208 millones en dividendos a los accionistas.

Información Destacada Adicional:

- Se perforaron 56 pozos exploratorios (incluyendo pozos estratigráficos y de avanzada), dando como resultado 43 descubrimientos, logrando un tasa de éxito para el año del 77%.
- Mejora en la liquidez después del repago de la mayoría de sus obligaciones de deuda a corto plazo, utilizando para ello el producto de la emisión de \$750 millones 5.625% notas senior con fecha de vencimiento del 2025.
- Firma de un Memorando de Entendimiento y de Cooperación a tres años con la compañía estatal petrolera de México, Petróleos Mexicanos y sus entidades subsidiarias (“**Pemex**”) por medio del cual se establecen las bases para discusión del análisis de una posible cooperación en el sector de petróleo y gas en México.
- Suscripción de un Memorando de Entendimiento con el conglomerado mexicano Alfa S.A.B. de C.V. (“**Alfa**”), con el propósito de crear un *joint venture* para ofertar en la ronda de licitaciones de 2015 en México, la adquisición de contratos de servicio para su migración a contratos E&P, y el desarrollo de activos de petróleo y gas y otras oportunidades de negocios complementarias.
- La Compañía cerró la venta del 43% de Pacific Midstream Ltd., a IFC, y a un consorcio de inversionistas por un valor de aproximadamente \$320 millones.
- Las reservas netas totales Probadas más Probables después de regalías (“2P”) cayeron a 510.9 MMBpe al 31 de diciembre del 2014, una reducción de 17% respecto a los 613.3 MMBpe al 31 de diciembre del 2013. La reducción en las reservas se dividieron en las revisiones técnicas y económicas, donde las revisiones económicas fueron las mayores.

Ronald Pantin, Director Ejecutivo de la Compañía, comentó:

“Aunque el 2014 comenzó bien, el último trimestre del año introdujo para Pacific Rubiales y para la industria petrolera desafíos que no se habían experimentado en muchos años. Reconociendo rápidamente el impacto de la reducción a casi la mitad de los precios del petróleo, la Compañía tomó las medidas pertinentes a principios del cuarto trimestre con el fin de realizar ajustes significativos en todas las áreas de la corporación que le permitirán seguir siendo un operador de bajo costo y superar este ambiente de precios. Estas medidas continuaron aplicándose entrado el año de 2015 y se verán reflejadas en los resultados financieros del 2015 y a futuro a medida que continuamos desarrollando y produciendo petróleo y gas en Latinoamérica.

“Aparte del colapso de los precios registrado a finales de 2014, los resultados indican otro año relativamente bueno para Pacific Rubiales, ya que la producción y los ingresos continuaron creciendo. La Compañía igualmente vio un crecimiento importante en los éxitos exploratorios de crudo liviano y mediano, a medida que la base de producción continúa diversificándose de la producción del campo Rubiales. De hecho, durante los últimos tres años hemos reemplazado la producción de campo Rubiales en la medida que la producción total se ha incrementado, de menos de 100.000 bpe/d hasta los niveles actuales por encima de los 150,000 bpe/d, pese a la disminución del 14% en la producción del campo Rubiales en el 2014. Como resultado de las reducciones significativas en los costos operativos y costos en efectivos, nos encontramos bien posicionados para afrontar el débil entorno de los precios del petróleo. También tenemos un portafolio de activos flexible y un programa de inversiones en bienes de capital, lo cual le permite a Pacific Rubiales ajustar el gasto para que se corresponda con los flujos de efectivo.

“Durante el 2014, generamos \$2.5 millardos en EBITDA ajustado y \$2.0 millardos en flujos de fondos, sobre una cifra sin precedentes de \$5.0 millardos en ingresos. Para el cuarto trimestre de 2014, los ingresos devengados fueron del orden de \$992 millones generando \$419 millones de EBITDA ajustado y \$410 millones en flujos de fondos, incluyendo una ganancia de \$58 millones en las coberturas de petróleo crudo. Nuestras utilidades fueron menores en comparación con el tercer trimestre de 2014, incluyendo cargos por deterioro de \$1,6 millardos en contra de nuestros activos de petróleo y gas y el *goodwill*. Es importante comprender que estos cargos por deterioro se aplican solo una vez (excepto el *goodwill*) y no son monetarios. Aproximadamente el 90% están asociados con nuestros activos de crudo pesado.

“Nuestro netback operativo para el año fue de \$54.84/bpe, afectado por la debilidad de los precios realizados. Logramos mitigar parcialmente el efecto de los precios bajos del petróleo sobre nuestro netback al reducir los costos operativos combinados a \$27.28/bpe en el cuarto trimestre (\$30.51/bpe para todo el año), gracias a los programas de reducción de costos implementados, al igual que el beneficio de la devaluación del peso colombiano frente al dólar americano. Los costos de operación subyacentes (consistentes en costos de producción, transporte y diluyente) en el cuarto trimestre cayeron a una cifra aún más impresionante de \$26.44/bpe. Nuestros costos operativos unitarios totales se han reducido en un 25% desde el anuncio del importante programa de iniciativas de reducción de costos en 2013. Esperamos obtener una mayor reducción de costos operacionales en el 2015. El productor de bajo costo siempre gana, independientemente del ambiente de precios.

“En el 2014, aumentamos nuestra producción a 147.4 Mbpe/d, un aumento del 14% en comparación con el 2013, es decir, en el extremo inferior de las directrices de producción anual establecidas por la Compañía. La producción en el campo Rubiales estuvo por debajo de lo planificado para el año debido a las limitaciones impuestas a la capacidad de manejo de agua y el impacto sobre las operaciones causado por las condiciones climáticas. Sin embargo, esperamos que nuestras facilidades de osmosis inversa del proyecto Agrocascada entren en operación durante el segundo trimestre de 2015, lo cual aumentaría la capacidad de disposición de agua en el Campo Rubiales en 0.5 millones bwd.

“Pese a que la producción del campo Rubiales se vio restringida, entregamos excelentes resultados exploratorios con aproximadamente 15 Mbbl/d de producción adicional proveniente de los descubrimientos de crudo liviano y mediano. El Campo Rubiales ahora representa aproximadamente una tercera parte de nuestra producción total. La producción neta de crudo liviano y mediano de la Compañía alcanzó la cifra record de 51,408 bbl/d en el cuarto trimestre y se espera un adicional durante el 2015. La producción neta del año a la fecha en el 2015 se ha mantenido robusta, incrementándose a 152 Mbpe/d, como resultado de los éxitos exploratorios en crudo liviano y mediano, dentro de los metas de nuestras directrices para el año de 150 a 160 Mbpe/d.

“La semana pasada anunciamos que Pacific Rubiales y Ecopetrol, nuestro socio en el campo Rubiales, acordamos conjuntamente no prorrogar el contrato del campo Rubiales el cual vence en junio de 2016. La decisión se tomó de común acuerdo y se basa en fundamentos económicos y estratégicos. La Compañía nunca ha incluido producción del Campo Rubiales en sus pronósticos futuros más allá del vencimiento del contrato y ha implementado estrategias exitosas de producción diversificadas de las del campo Rubiales desde el momento en que se adquirió dicho campo en el 2007. Desde esa fecha hemos más que remplazado la producción de Rubiales mediante una combinación de producción de crudo pesado de otras áreas en Colombia, producción de petróleo liviano y mediano de Colombia y Perú, y la producción de gas natural en Colombia. Un amplio portafolio de reservas y recursos no desarrollados soportan el crecimiento adicional de la producción más allá del 2016.

“Durante el 2014 completamos dos transacciones para monetizar una porción de nuestros activos de infraestructura, siendo estos la venta de nuestra participación del 5% en el capital y derechos de capacidad en el oleoducto Orensa por un valor de \$385 millones, y la venta del 43% de nuestra participación en Pacific Midstream (la cual tiene participaciones en oleoductos y en la línea de transmisión de energía eléctrica PEL al campo Rubiales y Quifa) por \$320 millones (se recibieron \$240 millones a finales del cuarto trimestre). El producto total de la ventas de estas transacciones recibido durante el 2014 se utilizó para pagar préstamos bancarios y líneas de crédito a corto plazo. Estas ventas de activos de midstream validan nuestra estrategia exitosa de inversión en proyectos de infraestructura en Colombia, y el valor que generan. Esperamos realizar ventas adicionales de activos de midstream durante el 2015 y recientemente recibimos una oferta indicativa de un tercero que no es parte relacionada por un 30% adicional de Pacific Midstream.

“Las reservas 2P de la Compañía a finales del 2014 se redujeron en un 17% en comparación con el año anterior. Los ajustes negativos en las reservas en el 2014 fueron causados por una combinación de revisiones económicas y técnicas, donde la mayoría (aproximadamente el 90%) están relacionadas con las reservas de crudo pesado. Las reducciones de las reservas de crudo pesado del campo Rubiales son el resultado del desempeño del campo, el cual no cumplió los pronósticos presentados para el periodo previo al vencimiento del contrato establecido para mediados de 2016. Las reducciones restantes provienen principalmente de los campos de crudo pesado no desarrollados de la Compañía. En el caso de estos últimos, es importante entender que ocurrieron bajo el actual ambiente de precios bajos y una práctica común sería ver que la mayoría de estas reservas regresen a la Compañía bajo un ambiente de precios de petróleo más altos. Entretanto la Compañía espera que la mayoría de estas reservas puedan transferirse a recursos contingentes. Es importante tener en cuenta que la Compañía ha sido muy exitosa en adicionar nuevas reservas de crudo liviano y mediano en Colombia y en el Perú, esencialmente reemplazando la producción de crudo liviano y mediano por medio de la perforación.

“Nuestra estrategia financiera y de capital se mantiene enfocada en mantener un balance general sólido por medio de: 1) la reducción de costos operativos y de G&A; 2) suspensión del pago de dividendos; 3) reducción de inversiones en bienes de capital para ajustar el flujo de efectivo al ambiente de precios del petróleo prevaleciente; 4) la asignación de capital a proyectos importantes de alta rentabilidad; 5) el mantenimiento de la liquidez; y 6) gestión del pasivo de deuda. Estas iniciativas tienen el propósito de garantizar la financiación del crecimiento futuro y generar rendimientos robustos para nuestros accionistas. Bajo nuestro actual plan estratégico, esperamos ver un modesto crecimiento en la producción en el 2015, y nos hemos posicionado para lograr un crecimiento acelerado cuando mejoren los precios de petróleo.

“La Compañía negoció la flexibilización del covenant de la facilidad de crédito rotativo a 4.5:1.0 veces deuda sobre EBITDA ajustado de los últimos doce meses, lo cual da a la Compañía flexibilidad adicional de deuda. Decidimos que sería prudente en este momento hacer uso de la línea de crédito rotativa, con el fin de aumentar nuestra posición de efectivo, en el evento de un posible empeoramiento del ambiente de

precios del petróleo. Utilizamos los recursos para repagar todas nuestras deudas bancarias a corto plazo con fechas de vencimiento 2015 y 2016, transfiriendo el siguiente pago de deuda bancaria hacia finales de 2016. Nuestro propósito es retener los fondos restantes (más de \$500 millones) como efectivo en el balance general con el fin de protegernos de una depresión prolongada de los precios internacionales del petróleo. Nuestra ratio de endeudamiento actualmente permanece muy por debajo del covenant de incurrence de los bonos de 3.5 veces 12 meses deuda sobre EBITDA ajustado.

En resumen, Pacific Rubiales en el 2015 espera el regreso a un mejor ambiente de precios, pero la Compañía está en una buena posición para enfrentar el actual entorno de bajos precios del petróleo. Tenemos una estrategia de crecimiento rentable y repetible bien proyectada, y la experiencia en la ejecución de nuestros programas de operación y de inversión en bienes de capital enfocada en la entrega de resultados. Seguimos comprometidos en construir, para el beneficio a largo plazo de nuestros accionistas, empleados y otros grupos de interés, la Compañía independiente de E&P líder enfocada en Latinoamérica.

Resultados Financieros

Resumen Financiero				
	Año Terminado Diciembre 31		Tres Meses Terminados Diciembre 31	
	2014	2013	2014	2013
Ventas de Petróleo y Gas (\$ millones)	4.950,0	4.626,9	991,5	1.202,6
EBITDA Ajustado (\$ millones) ^{1, 4}	2.484,1	2.567,0	419,3	655,3
EBITDA Margen Ajustado (EBITDA Ajustado/Ingresos)	50%	55%	42%	54%
Por acción – básica (\$) ^{1, 4}	7,87	7,95	1,33	2,02
Flujo de fondos de las operaciones (\$ millones) ¹	2.021,2	1.913,1	409,8	476,9
Por acción -básica ¹	6,41	5,92	1,30	1,47
Pérdida (Utilidad) neta del período (\$ millones) ²	(1.309,6)	426,1	(1.660,9)	140,4
Pérdida (Utilidad) neta del período por acción	(4,15)	1,32	(5,26)	0,43
Producción Neta (boe/d)	147.423	129.386	147.075	134.313
Total barriles vendidos (boe/d)	158.026	134.621	161.445	143.864
(COP\$ / US\$) Tasa de Cambio ³	2.392,46	1.926,83	2.392,46	1.926,83
Promedio de acciones en circulación – básica (millones)	315,5	323,0	315,9	324,2

¹ Los términos EBITDA ajustado, flujo de efectivo (flujo de fondos de las operaciones y utilidades netas ajustadas 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 en este Informe de Gestión, 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 Operativo

	Año Terminado Diciembre 31		Tres Meses Terminados Diciembre 31	
	2014	2013	2014	2013
<u>Crudo y Derivados (bbl/d)</u>				
Colombia ¹	134.435	117.522	133.731	122.190
Perú	2.641	1.355	3.288	1.244
Total Crudo y Derivados (bbl/d)¹	137.076	118.877	137.019	123.434
<u>Gas Natural (boe/d)²</u>				
Colombia	10.347	10.509	10.056	10.879
Total Gas Natural (boe/d)	10.347	10.509	10.056	10.879
Total Producción Equivalente (boe/d)	147.423	129.386	147.075	134.313

¹Incluye la participación adicional del 40% en el Bloque Cubiro Block adquirido de FIHC efectivo 1 de abril 2014 según transacción cerrada en 12 de agosto de 2014, la cual produjo 3,626 bbl/d.

²Conversión estándar colombiana para gas natural de 5.7 Mcf: 1 bbl,

Información adicional sobre la producción se encuentra disponible en el Informe de Gestión.

En el 2014, la producción neta de la Compañía de 147,423 bpe/d aumentó 14% en comparación con el año anterior, impulsada por el aumento en los volúmenes de producción provenientes de los campos de crudo liviano y mediano de la Compañía. La producción neta del campo Rubiales descendió de 70,214 bbl/d en el 2013 a 60,368 bbl/, debido a las restricciones sobre la capacidad de disposición de agua y las condiciones climáticas adversas que han impactado las operaciones. La producción de Quifa SO aumentó a 26,079 bbl/d durante el cuatro trimestre del 2014, un 15% más que en el mismo periodo de 2013 y un 10% más que en tercer trimestre de 2014, en parte gracias al empalme de pozos productores adicionales y el impacto de los bajos precios del petróleo sobre los volúmenes de regalías PAP.

Con el aumento en la producción proveniente de los campos de crudo liviano y mediano, la cual ahora representa el 35% de la producción total neta promedio del cuatro trimestre, la dependencia del campo Rubiales continua reduciéndose, representando ahora solamente el 37% de la producción total neta promedio del cuatro trimestre, frente al 51% registrado en el cuarto trimestre del 2013.

Volúmenes de Producción y Ventas

Reconciliación totales Producción y Ventas				
	Año Terminado Diciembre 31		Tres Meses Terminados Diciembre 31	
	2014	2013	2014	2013
<u>Producción Neta</u>				
Crudo Colombia (bbl/d) ¹	134.435	117.522	133.731	122.127
Gas Colombia (boe/d)	10.347	10.509	10.056	10.942
Crudo Perú (bbl/d)	2.641	1.355	3.288	1.244

Total Producción Neta(boe/d)¹	147.423	129.386	147.075	134.313
Volúmenes Vendidos (boe/d)				
Producción disponible para la venta (boe/d)	147.423	129.386	147.075	134.313
Volúmenes de Diluyente (bbl/d)	2.405	5.085	1.795	2.261
Volumen de Crudo de Comercialización (bbl/d)	12.085	3.832	14.237	3.399
Liquidación PAP (bbl/d) ²	(1.232)	(3.492)	0	(6.363)
Movimiento de Inventario y Otros(boe/d) ³	(2.655)	(190)	(1.662)	10.254
Total Volúmenes Vendidos (boe/d)	158.026	134.621	161.445	143.864

¹Incluye la participación adicional del 40% en el Bloque Cubiro Block adquirido de FIHC efectivo 1 de abril 2014 según transacción cerrada en 12 de agosto de 2014, la cual produjo 3,626 bbl/d.

²Corresponde al inventario entregado a Ecopetrol durante el 2013 y 2014 relacionado con el laudo arbitral del PAP. A finales del primer trimestre del 2014 la Compañía había entregado la totalidad de los volúmenes pendientes de entrega al periodo anterior.

³Incluye volúmenes para el relleno del oleoducto Bicentenario

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

La Compañía produce y vende petróleo y gas natural. Igualmente compra líquidos y petróleo de terceros para fines de comercialización y destilados para la mezcla de diluyentes con la 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 disponible para la venta del año aumentó a 147,423 bpe/d en comparación con los 129,386 bpe/d en el 2013 (un incremento del 14%), como resultado de los mayores volúmenes provenientes de los campos productores. A pesar del aumento de la producción neta de crudo pesado de la Compañía registrada desde 2012, la compra de diluyente se redujo en un 53% como resultado del reemplazo del diluyente comprado con crudo liviano propio. Los volúmenes de petróleo para comercialización aumentaron durante el año a 12,085 bbl/d en comparación con los 3,832 bbl/d registrados en el año anterior, mientras que los saldos de inventario para el año descendieron a 2,655 bpe/d de acumulación frente a 190 bpe/d de acumulación en el 2013.

Los volúmenes totales vendidos, que comprenden los volúmenes disponibles para la venta, volúmenes de diluyente comprados, volúmenes de petróleo para comercialización y cambios en los saldos de inventario, aumentaron a 158,026 bpe/d en el presente año, en comparación los 134,621 bpe/d del año anterior (un aumento del 17%)

Netback Operativo y Volúmenes de Ventas

Volúmenes de Producción y Netbacks de Petróleo y Gas												
	Año Terminado Diciembre 2014			Año Terminado Diciembre 2013			Tres Meses Terminados Diciembre 2014			Tres Meses Terminados Diciembre 2013		
	Crudo	Gas Natural	Combinado	Crudo	Gas Natural	Combinado	Crudo	Gas Natural	Combinado	Crudo	Gas Natural	Combinado
Volúmenes producidos vendidos (boe/d) ¹	135.622	10.319	145.941	120.002	10.787	130.789	137.083	10.125	147.208	129.547	10.918	140.465

Crudo y Gas Natural Precios de venta (\$/boe)	89,46	31,27	85,35	99,05	37,27	93,95	68,27	29,97	65,64	95,54	32,69	90,66
Costos de Producción (\$/boe)	15,98	3,86	15,12	15,24	5,11	14,41	14,40	4,42	13,71	14,80	4,24	13,98
Costos de Transporte(\$/boe)	13,93	0,07	12,95	14,54	0,10	13,35	11,70	0,33	10,92	13,29	-	12,26
Costos de Dilución (\$/boe)	2,33	-	2,16	5,46	-	5,01	1,95	-	1,81	2,32	-	2,14
Sub-Total Costos (\$/boe)	32,24	3,93	30,23	35,24	5,21	32,77	28,05	4,75	26,44	30,41	4,24	28,38
Otros Costos (\$/boe) ²	(1,26)	2,04	1,46	(1,56)	2,62	1,84	(0,03)	1,75	0,87	(1,71)	3,02	4,42
Overlift/Underlift (\$/boe)	1,42	(0,03)	(1,18)	1,77	-	(1,43)	0,80	0,04	(0,03)	4,53	0,07	(1,57)
Total Costos (\$/boe)	32,40	5,94	30,51	35,45	7,83	33,18	28,82	6,54	27,28	33,23	7,33	31,23
Netback Operativo (\$/boe)	57,06	25,33	54,84	63,60	29,44	60,77	39,45	23,43	38,36	62,31	25,36	59,43

¹ Volúmenes de producción vendidos excluye los volúmenes para comercialización

² Incluye regalías PAP pagadas

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

En comparación con el cuatro trimestre del 2013, la Compañía redujo costos en cada una de las tres categorías de costos: producción, transporte y dilución. Los costos de producción se redujeron de \$13.98/bpe en el cuatro trimestre del 2013 a \$13.71/boe en el 2014, como resultado de la optimización de costos de campo y la puesta en operación de la línea de transmisión eléctrica PEL. Los costos de transporte se redujeron durante el trimestre de \$12.26/boe in en el 2013 a \$10.92/boe en el 2014 en la medida que se redujeron las interrupciones del oleoducto Bicentenario durante el cuatro trimestre. Los costos de diluyente continúan cayendo en la medida que la Compañía utiliza plenamente la producción de crudo liviano y mediano proveniente de las adquisiciones y nuevos descubrimientos.

Para el año 2014, los costos operativos totales de la Compañía (incluyendo overlift, regalías y otros costos) se redujeron a un promedio de \$30.51/bpe, en comparación con los \$33.18/bpe registrados en el 2013. Durante la segunda mitad de 2014 se logró una reducción adicional en los costos, en la medida que la Compañía alcanzó menores costos operativos del orden de \$27.28/bpe durante el cuatro trimestre del 2014 en comparación con los \$31.23 registrados durante el mismo periodo del año anterior.

La Compañía igualmente reporta por separado el netback del petróleo para comercialización el cual fue de \$0.67/bbl en el 2014, en comparación con la cifra de \$1.54/bbl del 2013. Para el cuatro trimestre de 2014 el netback del petróleo para comercialización fue de \$1.01/bbl, en comparación con los \$0.76/bbl del mismo periodo del año anterior. Información adicional con respecto al petróleo comercializado se encuentra disponible en el Informe de Gestión.

Reservas 2014

Las siguientes tablas resumen la información contenida en los reportes de reservas independientes preparados por: RPS Energy Canada Ltd. (“RPS”), 2015; Petrotech Engineering Ltd. (“Petrotech”); Netherland, Sewell & Associates, Inc. (“NSAI”); y Degolyer and MacNaughton Limited (“D&M”) efectivos al 31 de diciembre de 2014.

Estos reportes fueron preparados de conformidad con las definiciones, normas y procedimientos establecidos en el Manual de Evaluación de Petróleo y Gas Canadiense (Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook - “COGE Handbook”) y el Instrumento Nacional 51-101 – Normas para la Revelación de Información de Actividades de Petróleo y Gas (Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities (“NI 51-101”), e incluidas en el Formulario Estado de Datos de Reservas y Otra Información de Petróleo y Gas de Pacific Rubiales Energy Corp. (el “**Reporte F1**”) archivado en SEDAR. Información adicional de las reservas según lo exige la NI 51-101 se incluye en el Formulario Anual de Información, con fecha de Marzo 18, de 2015.

Todas las reservas presentadas están basadas en pronósticos de precios y estimados de costos efectivos al 31 de diciembre del 2014 según lo determinado por los evaluadores independientes de las reservas de la Compañía. Las reservas netas de la Compañía después de regalías incorporan todas las regalías aplicables bajo la legislación tributaria de Colombia y Perú con base en pronósticos de precios y tasas de producción, incluyendo todo porcentaje de participación adicional (“**PAP**”) relacionado con el precio del petróleo aplicable a ciertos bloques en Colombia, para finales del año 2014.

Reconciliación Reservas 2014 2P		
	Crudo Equivalente Bruto Reservas 2P (MMboe) ²	Crudo Equivalente Neto Reservas 2P (MMboe) ²
Diciembre 31, 2013 ¹	702.2	613.3
Adiciones y Revisiones Técnicas	(32.0)	(18.3)
Revisiones Económicas	(44.3)	(30.2)
Producción ³	(65.3)	(53.8)
Diciembre 31, 2014	560.5	510.9

Notas:

¹ Estado de Datos de Reservas y Otra Información de Petróleo y Gas al 31 de diciembre de 2014, archivada en SEDAR en el Formulario 51-101 F1, el 18 de marzo de 2015.

² Boe se expresa utilizando la conversión estándar 5.7 Mcf: 1 bbl requerida por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia para el gas natural en Colombia y 5.6 Mcf: 1 bbl requerido por el Ministerio del Petróleo del Perú para gas natural en el Perú. Una reconciliación con el Instrumento Nacional 51-101 – Estándares para la Revelación de información de Actividades de Petróleo y Gas (“**NI 51-101**”) conversión estándar de 6 Mcf: 1 bbl se presunta en la sección “Avisos” de este Comunicado de Prensa.

³ Producción representa la producción del periodo de doce meses finalizado el 31 de diciembre de 2014.

⁴ Efectivo Marzo xx, 2015.

Nota: Los números en las tablas pueden no coincidir debido a las diferencias de redondeo.

En el 2014, las reservas de la Compañía se vieron impactadas por la drástica reducción en los precios del petróleo aplicada a los pronósticos, dando como resultado revisiones económicas negativas, más el impacto de las revisiones técnicas normales de acuerdo con las valoraciones realizadas por los evaluadores independientes de las reservas de la Compañía. La mayor parte de la reducción en las reservas está relacionada con los campos de petróleo pesado de la Compañía (aproximadamente 90%). Las reducciones relacionadas con el campo Rubiales se debieron a que el desempeño de dicho campo no cumplió los pronósticos previos a la expiración del contrato a mediados de 2016. Las revisiones económicas resultantes de los menores precios del petróleo generalmente pueden ser reversadas con un incremento en el precio del petróleo, lo cual resultaría en futuras revisiones económicas positivas.

Sin embargo, es importante tener en cuenta que la Compañía ha logrado éxitos exploratorios y adicionó nuevas reservas de petróleo liviano y mediano tanto en Colombia como en el Perú. La Compañía aproximadamente ha reemplazado la producción de petróleo liviano y mediano por medio de

descubrimientos exploratorios donde se esperan nuevas adiciones como resultado de la perforación de exploración y delineación que se realizará en el futuro.

Reservas a Diciembre 31,2014 (MMboe¹)								
País	Campo	Total Probadas (P1)		Probable (P2)		Probadas + Probables (2P)		Tipo de Hidrocarburo
		Bruto	Neto	Bruto	Neto	Bruto	Neto	
Colombia	Rubiales	40,2	32,1	-	-	40,2	32,1	Crudo Pesado
	Quifa SW	67,3	54,4	6,4	5,1	73,7	59,5	Crudo Pesado
	Otros Bloques Crudo Pesado ²	58,6	50,7	103,4	90,5	162,0	141,3	Crudo Pesado
	Bloques Crudo Liviano & Medio	62,8	57,8	20,4	18,7	83,2	76,5	Crudo Liviano & Medio, Gas Natural
	Bloques Gas Natural ³	99,4	99,4	26,4	26,4	125,8	125,8	Gas Natural
	Sub-total	328,3	294,5	156,6	140,8	484,9	435,3	Crudo & Gas Natural
Perú	Crudo Liviano & Medio, Gas Natural	20,5	20,5	55,1	55,1	75,6	75,6	Crudo & Gas Natural
	Total a 31 de Dic. 2014	348,8	315,0	211,7	195,9	560,5	510,9	Crudo& Gas Natural
	Total a 31 de Dic. 2013	455,0	388,6	247,2	224,6	702,2	613,3	
	Diferencia	(106,1)	(73,6)	(35,6)	(28,8)	(141,7)	(102,4)	
	Producción 2014	64,3	53,8	Total Reservas Incorporadas		(77,4)	(48,6)	

Notas:

¹ Ver sección 'Conversión Boe " en Avisos al final de este comunicado de prensa.

² Incluye las propiedades Cajua, Quifa Norte, Sabanero, CPE-6 y Rio Ariari

³ Incluye las propiedades La Creciente y Guama.

En la tabla arriba, 100% hace referencia a la participación total del 100% en el campo, Bruto hace referencia a WI antes de regalíaa, Neto hace referencia a WI después de regalías.

Los números en las tablas pueden no coincidir debido a las diferencias de redondeo.

Actualización de las Actividades de Exploración

Durante el 2014, se perforaron en total 56 pozos exploratorios (incluyendo pozos estratigráficos y de evaluación) que dieron como resultado 43 descubrimientos, con una tasa de éxito del 77% para el año. En el cuarto trimestre del 2014 la Compañía perforó o participó en 17 pozos exploratorios, incluyendo 13 pozos localizados en Colombia, dos en el Perú, uno en la Cuenca Santos costa fuera en el Brasil, y uno en Papúa Nueva Guinea Esta campaña de perforación exploratoria arrojó nuevos descubrimientos en los Bloques Canaguaro, Llanos – 19, Corcel, Guatiquia, y Quifa en Colombia, el Bloque PPL-475 (anteriormente PPL-237) en Papúa Nueva Guinea y en Bloque S-M-1165 Block costa afuera Brasil. Información adicional se encuentra disponible en el Informe de Gestión de la Compañía para el cuarto trimestre y el final del año 2014.

Detalles de la Teleconferencia del Cuarto Trimestre y Final de Año 2014

La Compañía ha programado una teleconferencia para inversionistas y analistas para el miércoles, 18 de marzo de 2014, a las 8:00 a.m. (Bogotá) 9:00 a.m. (Toronto) y 10:00 a.m. (Rio de Janeiro) cuyo propósito es discutir los resultados de la Compañía durante el cuarto trimestre y final de año 2014. Entre los participantes se encuentran Ronald Pantin, Director Ejecutivo, José Francisco Arata, Presidente, y un selecto grupo de altos ejecutivos.

La teleconferencia en vivo se realizará en inglés y con traducción simultánea al español. Se publicará una presentación en la página web de la Compañía con anterioridad al inicio de la teleconferencia, a la cual se puede acceder por medio de www.pacificrubiales.com.

Se invita a los analistas e inversores interesados a participar utilizando los siguientes números telefónicos:

Número para Participante (Internacional/Local):	(647) 427-7450
Número para Participante (Llamada Gratuita Colombia):	01-800-518-0661
Número para Participante (Llamada Gratuita Norteamérica):	(888) 231-8191
Identificación de la Conferencia (Participantes en inglés):	76799583
Identificación de la Conferencia (Participantes en español):	76947816

Webcast: <http://www.pacificrubiales.com.co/investor-relations/webcast.html>

La repetición de la teleconferencia estará disponible hasta las 23:59 (hora de Toronto), 1º de abril de 2015, y a la cual se puede acceder marcando los siguientes números:

Repetición Número para Llamada Gratuita:	1-855-859-2056
Número Local:	(416)-849-0833
No. Identificación de la Repetición (Participantes en inglés):	76799583
No. Identificación de la Repetición (Participantes en español):	76947816

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 New Guinea and 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, y como Brazilian Depository Receipts en la Bolsa de Valores Mercadorias e Futuros de Brasil, bajo los símbolos de cotización PRE, PREC, y PREB respectivamente.

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 o Guyana; 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 13 de marzo de 2013, 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 en este comunicado de prensa. 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 y al portugués. En caso de diferencias entre la versión en inglés y sus traducciones, prevalecerá el contenido del documento en inglés.

PARA MAYOR INFORMACIÓN:

Frederick Kozak
Corporate Vice President, Investor Relations
+1 (403) 606-3165

Christopher (Chris) LeGallais
Senior Vice President, Investor Relations
+1 (647) 295-3700

Roberto Puente
Sr. Manager, Investor Relations
+57 (1) 511-2298

Richard Oyelowo
Manager, Investor Relations
+1 (416) 362-7735

CONTACTO CON LOS MEDIOS:

Peter Volk
Vice President Communications, North America
+1 (416) 362-7735