

PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP.

COMUNICADO DE PRENSA

PACIFIC RUBIALES ANUNCIA LOS RESULTADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DEL 2015: LA PRODUCCIÓN SE MANTUVO ESTABLE Y REPORTA UNA REDUCCIÓN DEL 21% EN LA TOTALIDAD DE SUS COSTOS OPERATIVOS EN COMPARACIÓN CON EL TRIMESTRE ANTERIOR.

Toronto, Canadá, Jueves 13 de Agosto de 2015 – Pacific Rubiales Energy Corp. (TSX: PRE) (BVC: PREC) anunció hoy la emisión de sus resultados financieros consolidados no auditados, correspondientes al trimestre finalizado el 30 de junio 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 segundo trimestre, será publicada en la página web de la Compañía. Todos los valores en este comunicado de prensa y en las divulgaciones financieras de la Compañía, se expresan en dólares americanos a menos que se indique lo contrario.

Ronald Pantin, Director Ejecutivo de la Compañía, comentó:

“Durante el segundo trimestre del 2015, los precios internacionales del crudo continuaron siendo un desafío para la industria petrolera; sin embargo, como verán en nuestros resultados, Pacific Rubiales ha sido muy exitoso en la ejecución de la estrategia de la Compañía entregando resultados competitivos a pesar del difícil entorno.

“La Compañía ha logrado adaptarse al ambiente de precios bajos mediante una combinación de medidas, incluyendo una reducción sostenible de costos, enfocada en la inversión y en el mantenimiento de los niveles de producción. Al mismo tiempo, la Compañía continúa implementando medidas financieras prudentes y ha dado inicio a la ejecución de una estrategia de manejo de pasivos con el fin de preparar a la Compañía para enfrentar los desafíos que el futuro pueda plantear.

“De manera consistente con los resultados del primer trimestre, me complace decirles que los planes que ejecutamos a finales del 2014 y principios del 2015 con el propósito de alinear las operaciones de la Compañía con el ambiente de precios bajos, continúan arrojando resultados positivos. Como podrán observar en los resultados del segundo trimestre, la Compañía ha mantenido su campaña de reducción de los costos G&A y los costos operativos en efectivo. Si bien estas reducciones no contrarrestan totalmente la caída significativa de los precios del crudo, iniciada desde el 2014, si establecen la base sobre la cual construimos la rentabilidad de la Compañía durante lo que resta del 2015 y en el futuro, todo dentro de los escenarios previsibles del precio del crudo.

“La Compañía se encuentra muy avanzada en su estrategia para la administración de pasivos. Esperamos cerrar en el tercer trimestre la venta de nuestra participación patrimonial remanente en Pacific Midstream, lo cual generará un impacto significativo en nuestras cifras financieras y liquidez de la Compañía. Igualmente, continuamos en el proceso de desinversión de activos no esenciales, específicamente la venta de nuestra participación patrimonial en Puerto Bahía, y en el largo plazo un “farm-out” de una parte de nuestro portafolio de exploración. Focalizándonos en los activos de alto valor que nos permitirán optimizar el uso de nuestros recursos.

“En cuanto a la producción, en el segundo trimestre del 2015, logramos volúmenes de producción en Colombia y Perú de aproximadamente 152.428 bpe/d. La producción continua estando en línea con nuestros planes y sobre nuestra meta de producción establecida para el final del 2014 de aproximadamente 150.000 bpe/d.

“La Compañía continua focalizada en su portafolio de producción sobre activos de crudo mediano y liviano, así como los descubrimientos exploratorios que hemos hecho en el 2014 en el Piedemonte Colombiano proporcionando el crecimiento de la producción en el largo plazo. Adicionalmente hemos confirmado el potencial del descubrimiento Kangaroo offshore en Brasil, y anunciamos un segundo descubrimiento similar cerca en el prospecto Echidna. La modesta actividad exploratoria en el 2015 ha identificado un número de otros prospectos de crudo liviano similares a los hasta ahora descubiertos, y aún más importante, estamos evaluando nuestro programa de perforación de nuevas locaciones de crudo liviano que permitirán el continuo crecimiento de la producción inclusive hasta el 2016.

“Durante el segundo trimestre de 2015, obtuvimos ingresos de \$703 millones y generamos \$307 millones en EBITDA Ajustado y \$168 millones en el flujo de fondos de las operaciones. Nuestro netback operativo del trimestre fue del orden de \$32,64/bpe, beneficiándose de la reducción en los costos totales y fortalecimiento de los precios realizados.

“Continuamos optimizando nuestras operaciones y logrando reducciones adicionales en los costos durante el trimestre, con costos operativos subyacentes de \$23,71/bpe y costos operativos totales (incluyendo overlift y otros costos) de \$21,08/bpe, en comparación con los \$21,16/bpe y \$26,72/bpe, respectivamente, registrados durante el primer trimestre del 2015. Es posible lograr reducciones adicionales de costos en el 2015, como resultado de la reestructuración de los procesos de trabajo y el impacto del debilitamiento del peso colombiano.

“Como bien saben, durante el segundo trimestre la Compañía recibió una oferta de ALFA S.A.B de C.V. y Harbour Energy Ltd, para adquirir todas las acciones en circulación de la Compañía. Por solicitud de ALFA y Harbour Energy la oferta fue retirada y no generó ninguna obligación por parte de la Compañía con ALFA y Harbour Energy, incluyendo cualquier honorario o reembolso de gastos por terminación. Durante este proceso, hemos mantenido nuestro enfoque de largo plazo en los fundamentales de la Compañía y la entrega de valor a todos nuestros accionistas.

“A medida que continuamos a través de este difícil año, está claro que la proyección acertada de los precios del crudo es difícil. En su lugar, nos centraremos en la actualización de nuestras perspectivas operacionales para el 2015; esperamos que la producción promedio para el año este entre 150 a 156 Mbpe/d, lo que representa entre el 1% y el 5% de crecimiento con respecto a los niveles de producción del 2014; los precios realizados serán aproximadamente igual al precio de referencia WTI; los costos de operación esperados seguirán reflejando las reducciones efectuadas por la Compañía promediando entre \$24 a \$26/bpe, G&A \$200 millones, los costos de financiación \$270 millones y los impuestos en efectivo \$100 millones. Consistente con nuestros objetivos, las inversiones de capital y el flujo de caja se espera que estén alineados para el año y que conservemos efectivo en nuestro estado financiero.

“En síntesis, mientras nos mantenemos enfocados en los niveles de producción y en la actividad exploratoria necesaria, nuestra estrategia financiera y de capital sigue orientada en mantener un balance general sólido por medio de la implementación de las siguientes medidas: (1) mantener la reducción de costos operativos y de G&A; (2) la reducción de inversiones en bienes de capital que coincidan con los flujos de caja generados en el actual ambiente de los precios del crudo; (3) la asignación de capital a los proyectos más importantes y a los que arrojen la más alta rentabilidad; (4) el mantenimiento de la liquidez; (5) cobertura adecuada de nuestros volúmenes de producción; y (6) implementación de

iniciativas estratégicas de gestión de pasivos. Todas estas encaminadas a garantizar los fondos para el crecimiento futuro y la generación de una sólida rentabilidad para nuestros accionistas.

“La industria petrolera en el mundo atraviesa momentos difíciles, pero estamos seguros de que la Compañía puede resistir esta situación y continuar hacia adelante gracias al uso cauteloso de los recursos y la eficiente implementación de nuestros conocimientos técnicos. La Compañía está preparada para el largo plazo así como para aprovechar las oportunidades que se nos presenten y los retos que puedan surgir.”

Temas Operacionales Destacados:

- La producción neta después de regalías del trimestre alcanzó la cifra de 152.428 bpe/d, lo que representa un aumento del 2% en comparación con la producción neta después de regalías de 149.118 bpe/d registrada durante el mismo periodo del 2014, y se mantiene estable en comparación con el trimestre anterior.
- La producción neta de Campo Rubiales se ha mantenido nivelada y únicamente se han emprendido actividades modestas de bajo costo.
- La producción neta de Campo Quifa SO aumentó a 29.906 bbl/d durante el segundo trimestre del 2015, es decir un aumento del 33% en comparación con la cifra reportada durante el mismo periodo del 2014; esto en parte debido a la conexión de pozos de producción adicionales y el impacto de los menores precios del petróleo sobre las regalías por precios altos.
- La producción de petróleo liviano y mediano aumentó en un 14% en comparación con el mismo período del 2014 y se mantuvo estable en comparación con la cifra de 55.783 bbl/d, reportada durante el primer trimestre del 2015.
- La producción de petróleo liviano y mediano representa el 37% de la producción neta de petróleo y gas, mientras que la producción de Campo Rubiales representa el 36% del total de la producción neta del trimestre, es decir una reducción en comparación con la cifra del 43% registrada durante el mismo periodo en 2014.

Temas Financieros Destacados:

- Los ingresos se redujeron en el segundo trimestre del 2015 a \$703 millones de los \$800 millones registrados en el primer trimestre del 2015. El descenso del primer trimestre del 2015 fue el resultado del menor volumen vendido, contrarrestado por un aumento en el precio de venta promedio combinado.
- El promedio de ventas de petróleo y gas (incluyendo el petróleo comercializado) del segundo trimestre del 2015 alcanzó la cifra de 143.225 bpe/d, una reducción del 8% en comparación con lo reportado en el mismo periodo del 2014.
- El netback operativo combinado del petróleo y gas durante el segundo trimestre del 2015 fue de \$32,64/bpe, un incremento del 44% en comparación con los \$22,73/bpe reportados durante el primer trimestre del 2015. Este aumento es atribuible a la reducción en costos operativos totales y al impacto de los mayores precios realizados.
- El precio promedio realizado durante el trimestre fue de \$53,72/bpe, una cifra mayor en comparación con los \$49.45/bpe del primer trimestre del 2015.
- Los gastos G&A continúan descendiendo y registraron la cifra de \$51,1 millones en el segundo trimestre del 2015 en comparación con los \$54,9 millones del primer trimestre del 2015 y los \$90,1 millones del mismo periodo del año inmediatamente anterior.
- El EBITDA Ajustado del segundo trimestre del 2015 fue de \$307,3 millones, un incremento del 14% en comparación con la cifra reportada en el trimestre anterior. El Flujo de Fondos de las

operaciones aumentó de \$156,9 millones en el primer trimestre a \$168.5 millones en el segundo trimestre del 2015.

- La pérdida neta del segundo trimestre del 2015 fue de \$226,4 millones, la cual refleja la significativa reducción en los precios del petróleo. Otros rubros no monetarios que afectaron las utilidades incluyen el agotamiento, depreciación y amortización, gastos de gestión de riesgos y pérdidas no realizadas en el cambio de divisas.
- La inversión total en bienes de capital se redujo a \$185,0 millones en el segundo trimestre del 2015, en comparación con los \$226,0 millones del primer trimestre del 2015 y los \$510,2 millones del segundo trimestre del 2014.
- El 3 de marzo de 2015, la Compañía acordó con su sindicato de prestamistas modificar la línea de crédito rotativa. De conformidad a los nuevos términos de la línea de crédito rotativa, el ratio de endeudamiento consolidado permitido (índice deuda a EBITDA) fue incrementado de 3.5:1.0 a 4.5:1.0 en base al promedio de los últimos cuatro trimestres. Los otros dos convenios financieros no fueron modificados, dando como resultado: (1) Mantenimiento de un ratio de cobertura de intereses de más de 2.5; y (2) un patrimonio neto de más de \$1 millardo, calculado como total de activos menos total pasivos, excepto los de las filiales excluidas, esto es, Pacific Midstream Ltd. y Pacific Infrastructure Ventures, Inc. Las enmiendas fueron aprobadas por el 100% del sindicato, el cual está compuesto por 25 instituciones entre las que se encuentran bancos internacionales y nacionales. Enmiendas similares se han realizado a otras líneas de crédito bilaterales de la Compañía con: (i) Bank of America, N.A; Banco Latinoamericano de Comercio Exterior S.A; (iii) HSBC Bank USA, N.A.; y (iv) Sumitomo Mitsui Banking Corporation. Durante el segundo trimestre, la Compañía cumplió con todas sus obligaciones, incluyendo: (1) cobertura de intereses de 5,45; (2) deuda a EBITDA ajustado de 3,45; y (3) valor neto de \$1.115 millardos

Temas Destacados Adicionales:

- La Compañía recibió \$150 millones durante el trimestre como parte de un pago parcial anticipado en virtud del acuerdo de venta futura de petróleo crudo para la entrega de seis millones de barriles de petróleo a lo largo de un periodo de seis meses comenzando en octubre del 2015. Los precios finales de los volúmenes entregados serán determinados con base en los precios de referencia vigentes al momento de la entrega.
- La Compañía suscribió un acuerdo de compra de las cuentas por cobrar no comprometidas por una cifra máxima de \$110 millones, la cual proveerá posible liquides a la Compañía. El descuento a aplicar a las cuentas por cobrar oscila entre LIBOR + 0.8% y LIBOR + 1.4%. Al 12 de agosto de 2015, la Compañía no había utilizado esta línea de crédito.
- Tres pozos exploratorios (incluyendo pozos estratigráficos y de evaluación) fueron perforados durante el trimestre, dando como resultado un descubrimiento y la confirmación de otros dos descubrimientos previos, es decir un éxito exploratorio del 100%. Los éxitos exploratorios localizados en los Llanos Central y Profundo de Colombia han adicionado 9.120 bbl/d a la producción de petróleo liviano durante los últimos seis meses. El nuevo descubrimiento se registró en el pozo Echidna-1 en Brasil y confirmó la presencia de acumulaciones de hidrocarburos en la estructura con flanco de sal.

Resultados Financieros

Resumen Financiero			
	2015		2014
	T2	T1	T2
Ingresos de las Ventas de Petróleo y Gas (\$ millones)	702,7	799,8	1.344,7
EBITDA Ajustado (\$ millones) ^{1,4}	307,3	269,6	721,6
EBITDA Ajustado Margen (EBITDA Ajustado /Ingresos)	44%	34%	54%
EBITDA Ajustado por acción ^{1,4}	0,98	0,86	2,30
Flujo de Fondos (Flujo de Fondos de las Operaciones) (\$ millones) ¹	168,5	156,9	531,7
Flujo de Fondos (Flujo de Fondos de las Operaciones) por acción ¹	0,54	0,50	1,70
Utilidades (Pérdidas) Netas de la operaciones antes del deterioro	(101,9)	(138,9)	337,5
Utilidades (Pérdidas) Netas (\$ millones) ²	(226,4)	(722,3)	228,5
Utilidades (Pérdidas) Netas por acción	(0,72)	(2,31)	0,73
Producción Neta (bpe/d)	152.428	152.650	149.118
Volúmenes de Ventas (bpe/d)	143.225	180.086	155.027
(COP\$ / US\$) Tasa de Cambio ³	2.585,11	2.576,05	1.881,19
Promedio de Acciones en Circulación – básicas (millones)	313,3	313,3	313,6

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
	T2	T1	T2
Petróleo y Líquidos (bbl/d)			
Colombia	140.921	141.238	136.215
Perú	3.534	2.856	2.541
Total Petróleo y Líquidos (bbl/d)	144.455	144.094	138.756
Gas Natural Gas (bpe/d)¹			
Colombia	7.973	8.556	10.362
Total Gas Natural (bpe/d)	7.973	8.556	10.362
Total Producción Equivalente (bpe/d)	152.428	152.650	149.118

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

Durante el segundo trimestre del 2015, la producción neta de la Compañía [después de regalías], alcanzó la cifra de 152,428 bpe/d lo cual representa un aumento del 2% en comparación con el segundo trimestre del 2014, manteniéndose constante en comparación con la cifra reportada en el trimestre inmediatamente anterior. La producción neta del Campo Rubiales, se ha mantenido nivelada y únicamente se han emprendido actividades modestas de bajo costo. La Compañía continúa optimizando pozos y facilidades con el fin de maximizar la producción y los gastos en inversiones de capital en adelanto de la aprobación del permiso relacionado con los usuarios finales del agua procesada proveniente de Agrocascada. La producción de petróleo liviano y mediano aumentó en un 14% en comparación con el mismo periodo del 2014 y se mantuvo estable en comparación con la cifra de 55.783 bbl/d, reportada durante el primer trimestre del 2015. Ahora que el aumento de la producción de los campos de petróleo liviano y mediano representa el 37% of de la producción neta total de la Compañía en el segundo trimestre, la dependencia en la producción del Campo Rubiales continua disminuyendo y representa únicamente el 36% del total de la producción neta del segundo trimestre, es decir una reducción del 43% en comparación con la cifra registrada durante el segundo trimestre del 2014.

Volúmenes de Producción y Ventas

Conciliación de la Producción y las Ventas Totales			
	2015		2014
	T2	T1	T2
Producción Neta			
Colombia Petróleo (bbl/d)	140,921	141,238	136,215
Colombia Gas (bpe/d)	7,973	8,556	10,362
Perú Petróleo (bbl/d)	3,534	2,856	2,541
Producción Total Neta (bpe/d)	152,428	152,650	149,118
Volúmenes de Ventas (bpe/d)			
Volúmenes de Producción (bpe/d)	152,428	152,650	149,118
Volúmenes de Diluyente (bbl/d)	601	325	2,234
Volúmenes de Petróleo para Comercialización (bbl/d)	10,808	15,524	8,619
Overlift/Underlift	(10,792)	14,029	0
Movimiento de Inventarios y Otros (bpe/d)	(9,820)	(2,442)	(4,944)
Total Volúmenes Vendidos (bpe/d)	143,225	180,086	155,027

Detalles adicionales sobre la producción y el volumen de ventas se encuentran disponibles en el Informe de Gestión

La Compañía produce y vende petróleo crudo y gas natural. Igualmente compra líquidos y petróleo crudo a terceros para propósitos comerciales y como diluyentes en la mezcla de su producción de petróleo 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 en los respectivos volúmenes vendidos durante el periodo

Los volúmenes de producción del segundo trimestre del 2015 aumentaron a 152.428 bpe/d en comparación con los 149.118 bpe/d del mismo periodo del año anterior (un incremento del 2%), como resultado de los mayores volúmenes provenientes de los campos productores. Los volúmenes de diluyente del trimestre se aumentaron a 601 bbl/d esto con respecto a los 325 bbl/d del primer trimestre del 2015 y

se redujeron en comparación con la cifra de 2.234 bbl/d del mismo periodo del año inmediatamente anterior. Los volúmenes de diluyente han descendido en un 94% desde el primer trimestre del 2013 en la medida que la Compañía utiliza de manera exitosa la producción de petróleo liviano y mediano proveniente de las previas adquisiciones y los nuevos descubrimientos, en adición al acceso a acuerdos para el suministro de diluyente a menor precio. Los volúmenes de petróleo para comercialización aumentaron durante el trimestre a 10.808 bbl/d en comparación con los 8.619 bbl/d registrados en el año anterior. Los saldos de inventario aumentaron como resultado de los 9.820 bpe/d acumulados en el segundo trimestre en comparación con los 4.944 bpe/d acumulados durante el mismo período del año anterior.

Los volúmenes totales vendidos, constan de los volúmenes disponibles para la venta, volúmenes de diluyente comprados, volúmenes de petróleo para comercialización y cambios en los saldos de inventario, disminuyeron a 143.225 bpe/d en el presente trimestre, en comparación los 180.086 bpe/d del trimestre anterior (un descenso del 20%)

Netback Operativo y Volúmenes de Ventas

Producción volúmenes y Netbacks de Petróleo y Gas									
	2015 T2			2015 T1			2014 T2		
	Petróleo	Gas	Combinado	Petróleo	Gas	Combinado	Petróleo	Gas	Combinado
Volúmenes de Producción Vendidos (bpe/d) ¹	124.416	8.001	132.417	155.967	8.595	164.562	136.108	10.300	146.408
Precio de Venta del Petróleo Crudo y del Gas Natural (\$/bpe)	55,04	33,34	53,72	50,38	32,48	49,45	99,76	31,33	94,95
Costos de Producción (\$/bpe)	9,33	2,23	8,90	8,55	3,23	8,28	16,71	3,17	15,75
Costos de Transporte (\$/bpe)	13,73	0,85	12,95	11,75	0,82	11,18	14,99	0,02	13,93
Costos de Diluyente (\$/bpe)	1,98	-	1,86	1,80	-	1,70	2,19	-	2,03
Sub-Total Costos (\$/bpe)	25,04	3,08	23,71	22,10	4,05	21,16	33,89	3,19	31,71
Otros Costos (\$/bpe) ²	1,26	2,12	1,31	1,46	1,33	1,45	1,34	2,55	1,43
Costos Overlift/Underlift (\$/bpe)	(4,20)	0,10	(3,94)	4,34	(0,08)	4,11	(1,01)	(0,15)	(0,95)
Costos Totales (\$/bpe)	22,10	5,30	21,08	27,90	5,30	26,72	34,22	5,59	32,19
Netback Operativo (\$/bpe)	32,94	28,04	32,64	22,48	27,18	22,73	65,54	25,74	62,76

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

Los costos operativos totales disminuyeron de \$26,72/bpe en el primer trimestre del 2015 a un promedio de \$21,08/bpe en el actual trimestre. Los costos operativos, incluyendo producción, transporte, y costos de dilución aumentaron a \$23,71/bpe durante el trimestre de \$21,16/bpe registrados en el primer trimestre del 2015. El aumento del costo unitario en el trimestre es el resultado de los menores volúmenes de venta con respecto al trimestre anterior. Adicionalmente, durante este periodo, también se presentó una interrupción en la operación del Oleoducto Bicentenario de 44 días; con el fin de disponer de los volúmenes desplazados, la Compañía negoció capacidades operacionales en diferentes sistemas de

oleoductos, al igual que ventas ocasionales en el mercado interno. Este aumento fue mitigado por el descenso en otros costos y en la reversión del overlift/underlift.

La Compañía igualmente reporta por separado el netback del petróleo para comercialización el cual fue de \$2,66/bbl en el presente trimestre, en comparación con la cifra de \$0,52/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 segundo trimestre del 2015, la Compañía perforó o fue socio en la perforación de un pozo exploratorio y dos pozos de evaluación en Brasil, Colombia and Perú. Todos los pozos encontraron hidrocarburos rentables, lo cual representa una tasa de éxito del 100% para el periodo y de 86% del año a la fecha. El nuevo descubrimiento en la Cuenca Santos en el Brasil, se encuentra representada en el pozo exploratorio Echidna-1 perforado por Karoon Petroleo e Gas Ltda., el operador del bloque. Los dos pozos de evaluación fueron perforados en los Llanos Profundo en Colombia y en la Cuenca Ucayali en el Perú. La producción bruta acumulada de Avispa-3ST y Los Ángeles 2CD es de 363.782 barriles y 17.668 barriles respectivamente (356.506 barriles y 5.300 barriles neto).

Segundo Trimestre de 2015 Detalles de la Conferencia Telefónica

La Compañía ha programado una conferencia telefónica para los inversionistas y analistas el jueves 13 de agosto de 2015 a las 8:00 a.m. (Hora de Bogotá) y 9:00 a.m. (Hora de Toronto). Participarán, entre otros, los señores Ronald Pantin, Director Ejecutivo, José Francisco Arata, Presidente, y ciertos miembros de la alta gerencia.

La teleconferencia en vivo se llevará a cabo en inglés con traducción simultánea al español. La Compañía publicará una presentación su página web antes de la conferencia, a la cual se podrá tener acceso por medio de www.pacificrubiales.com.

Se invita a los analistas e inversionistas interesados a participar utilizando los siguientes números de acceso:

Número para Participantes (Internacional/Local):	(647) 427-7450
Número para Participantes (Gratuito Colombia):	01-800-518-0661
Número para Participantes (Gratuito Norte América):	(888) 231-8191
Número de Identificación de la Conferencia (En inglés):	87641202
Número de Identificación de la Conferencia (En español):	87664706

Transmisión en línea: <http://www.pacificrubiales.com.co/investor-relations/webcast.html>

Una grabación de la conferencia estará disponible hasta las 23:59 pm (Hora de Toronto) del jueves 27 de agosto 2015 a la cual se podrá tener acceso mediante los siguientes números de acceso:

Número acceso gratuito a grabación:	1-855-859-2056
Número de Acceso local:	(416)-849-0833
Número de Identificación de la Conferencia (Participantes Inglés):	87641202
Número de Identificación de la Conferencia (Participantes Español):	87664706

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 tasas 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. En caso de diferencias entre la versión en inglés y sus versiones traducciones, prevalecerá el contenido del documento en inglés.

PARA MAYOR INFORMACIÓN:

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

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

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

CONTACTO CON LOS MEDIOS:

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