

PACIFIC EXPLORATION & PRODUCTION CORP.

COMUNICADO DE PRENSA

PACIFIC ANUNCIA LOS RESULTADOS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2015: LA EXITOSA COBERTURA DE PRECIOS DEL PETRÓLEO Y LA REDUCCIÓN SOSTENIBLE DE COSTOS FORTALECEN EL BALANCE GENERAL Y MITIGAN LOS EFECTOS DE LOS PRECIOS BAJOS

Toronto, Canadá, jueves 5 de noviembre de 2015 – Pacific Exploration & Production Corp. (TSX: PRE) (BVC: PREC) anunció hoy la publicación de sus estados financieros consolidados no-auditados correspondientes al trimestre finalizado el 30 de septiembre de 2015, junto con su Informe de Gestión. Estos documentos serán publicados en la página web de la Compañía www.pacific.energy, en SEDAR en www.sedar.com, y en la página web de SIMEV en www.superfinanciera.gov.co/web_valores/Simev. Una presentación corporativa relacionada con los resultados del tercer trimestre también será publicada en la página web de la Compañía. Los valores incluidos 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.

Ronald Pantin, Director Ejecutivo de la Compañía, comentó:

“La historia del 2015 ha sido y continúa enmarcada en un ambiente de precios bajos del petróleo, propiciado por la percepción de un exceso de oferta de crudo. Estos precios continúan generando retos para la industria y amenazan la solidez económica de muchas compañías y de hecho también la de algunos países. Sin embargo, de manera consistente con nuestra estrategia establecida a principios del 2015, en Pacific Exploration & Production Corp., continuamos entregando resultados competitivos en este ambiente de precios bajos del petróleo”.

“A principios de 2015, la Compañía tomó medidas decisivas y acciones inmediatas con el fin de hacer frente al ambiente de precios bajos, recortando los costos operativos, G&A, y reduciendo inmediatamente las inversiones en bienes de capital para alinearlas con el flujo de caja. Aunque no se esperaba un entorno de precios bajos a largo plazo, las medidas tomadas aseguran que mientras el escenario de precios “bajos por mayor tiempo” continúe, la nueva estructura de costos de la Compañía continuará generando resultados favorables. Como parte de nuestra estrategia, nos hemos enfocado en las áreas que podemos controlar (costos) y hemos buscado formas de mitigar el impacto de precios bajos por medio de la protección estratégica de los precios. La Compañía se ha adaptado al entorno de precios bajos y continúa produciendo petróleo de manera rentable.

Importante Cobertura del Precio del Petróleo

“Mientras que durante el segundo trimestre de este año los precios dieron una luz de esperanza a la industria, su caída en el tercer trimestre tomó por sorpresa al mercado y a las compañías. Por fortuna, ejecutamos de manera exitosa una estrategia de cobertura a principios del año que ha mitigado esta inesperada situación con una importante protección de los precios en el 2015. Nuestro programa de cobertura del tercer trimestre dio como resultado la cobertura del 96% de la producción de petróleo del trimestre por medio de collares costo cero, swaps y otros instrumentos, generando una ganancia por cobertura de los precios del petróleo de aproximadamente \$125 millones. Nuestro programa de cobertura para el cuarto trimestre de 2015, aunque no tan agresivo, con tan solo el 74% de la producción de petróleo

cubierta (aproximadamente 10,1 millones de barriles), tiene una protección del precio base promedio de \$56/bbl WTI y de \$60/bbl Brent. Mirando hacia el 2016, nuestra intención es cubrir hasta un 40% de la producción durante la primera mitad del año, con el fin de proteger nuestra producción frente a una mayor debilidad de los precios del crudo.

Reducción de Costos Sostenible

“A principios de 2015, resaltamos nuestras importantes medidas de reducción de costos y el impacto que estas tendrían sobre nuestra rentabilidad a lo largo del año en un entorno de precios bajos. De manera consistente con los dos primeros trimestres de 2015, la Compañía ha mantenido su campaña de reducción de costos operativos alcanzando cifras sin precedentes y continua controlando los gastos G&A. Nuestra estructura de costos es sostenible y representa los estándares que ahora serán considerados como los normales de la Compañía durante el 2015 y más allá, blindando nuestra operación dentro de los escenarios previsibles de precios del petróleo.

Gestión de Pasivos

“La Compañía continua siendo proactiva respecto a su estrategia de gestión de pasivos. Hemos mantenido efectivo en el balance general del orden de \$489 millones, y hemos reducido el pasivo corriente este año en un 40% o \$0,9 millardos. Además la Compañía también ha tenido éxito al obtener una reducción importante de sus garantías bancarias en inversiones de capital de exploración con el agente regulador nacional de hidrocarburos en Colombia, la ANH de \$231 millones a final de 2014 a aproximadamente \$115 millones a la fecha de este reporte. Ahora tenemos un capital de trabajo positivo de \$118 millones, mayor en comparación con el déficit de capital de trabajo de \$125 millones registrado a finales del segundo trimestre. Efectivo adicional y superior al flujo de fondos de las operaciones provendrá de la venta de activos, lo cual fortalecerá nuestro balance general y proporcionará una reserva de liquidez frente a una debilidad futura de los precios del petróleo. Sin embargo, nuestra expectativa de cerrar la venta de nuestra participación patrimonial remanente en Pacific Midstream, durante el tercer trimestre del año, no se ha materializado. Estaremos informando sobre el progreso de esta negociación según sea pertinente, ya que esta venta traería consigo un flujo de efectivo importante al balance general. Igualmente, continuamos en el proceso de desinversión estratégica de activos no esenciales, específicamente la venta de nuestra participación en Puerto Bahía en 2016, y en un plazo más largo el “farm-out” de parte de nuestro portafolio de exploración. Focalizarnos en los activos de alto valor nos permitirá optimizar el uso de nuestros recursos.

Enfoque en la Producción

“Nuestra producción se mantuvo estable durante el tercer trimestre de 2015, en comparación con los dos primeros trimestres de 2015, con una producción promedio de 152.915 bpe/d de nuestros activos en Colombia y Perú, incluyendo una contribución proveniente de nuestra última adición, el Bloque 192 en Perú. La producción continúa en línea con nuestros planes internos y con nuestra meta de producción establecida entre 150 y 156 Mbpe/d para 2015, lo cual representa un modesto aumento en comparación con el 2014.

“La Compañía continúa focalizando su portafolio de producción en los activos de crudo liviano y mediano. Los descubrimientos exploratorios de 2014 en el Piedemonte colombiano continúan proporcionando crecimiento y estabilidad de la producción en el mediano plazo. La modesta actividad exploratoria en 2015 ha identificado otros prospectos de crudo liviano similares a los descubiertos hasta ahora, y aún más importante, nuestro programa está evaluando posibilidades de perforación de desarrollo en nuevas locaciones de crudo liviano, con el fin de adicionar 14 Mbbl/d de producción de crudo liviano, permitiendo que la producción continúe creciendo incluso hasta bien entrado el 2016.

Enfoque en la Entrega de Resultados Financieros

“El impacto de nuestro enfoque colectivo en las áreas que podemos controlar y en la mitigación de aquello que no podemos influenciar, se ve reflejado en los resultados financieros. Durante el tercer trimestre de 2015, obtuvimos ingresos de \$670 millones y generamos \$272 millones en EBITDA Ajustado y \$197 millones en flujo de fondos de las operaciones. A pesar de la caída de los precios del petróleo, nuestro netback operativo del trimestre fue de \$30,57/bpe, resultado de la reducción de los costos totales y la fuerte posición de cobertura que generó mejores precios realizados.

“Continuamos optimizando nuestras operaciones y hemos generado reducciones adicionales en los costos durante el trimestre. La Compañía obtuvo cifras sin precedentes en los costos operativos subyacentes de \$19,99/bpe y costos operativos totales (incluyendo overlift y otros costos) de \$20,92/bpe, en comparación con los \$23,71/bpe y \$21,08/bpe, respectivamente, registrados durante el segundo trimestre de 2015. Es posible lograr reducciones adicionales de costos y de los gastos G&A en 2016, como resultado de reestructuraciones adicionales en los procesos de trabajo y el impacto de la devaluación del peso colombiano.

Posicionados para el Futuro

“Las iniciativas implementadas a principios de 2015 han posicionado a la Compañía para que pueda avanzar de manera rentable en un entorno de precios bajos. En adición a los puntos arriba resaltados, registramos otros puntos positivos durante el trimestre. Contando con el exceso de efectivo en el balance general, continuamente evaluamos oportunidades para gestionar efectivamente nuestro balance general y utilizar el escaso capital adecuadamente. Igualmente, los gastos en bienes de capital durante el trimestre fueron menores al flujo de caja, mientras que se mantuvo la producción estable, y a pesar que los gastos de capital durante la primera mitad del año fueron mayores al flujo de caja, vamos por buen camino respecto a mantener un flujo de efectivo aproximadamente neutral durante el año. Por último, adicionamos cinco nuevos miembros a la Junta Directiva, incluyendo representantes de dos de nuestros principales accionistas, aunque también se retiró uno de nuestros fundadores, el anterior Presidente de la Compañía, el señor José Francisco Arata.

“Mientras nos mantenemos enfocados en los niveles de producción y en la actividad exploratoria apropiada, nuestra estrategia financiera y de capital sigue orientada en mantener un balance general sólido por medio de: (1) el mantenimiento de la reducción de costos operativos y G&A; (2) la reducción de inversiones en bienes de capital para que coincidan con el flujo de caja generado en el actual ambiente de precios del petróleo; (3) la asignación de capital a los proyectos más importantes y de mayor rentabilidad; (4) el mantenimiento de la liquidez; (5) la cobertura adecuada de nuestros volúmenes de producción; y (6) la implementación de iniciativas estratégicas de gestión de pasivos; todas estas encaminadas a garantizar los fondos para el crecimiento futuro y la generación de una rentabilidad sólida para nuestros accionistas.

“En síntesis, aunque la industria petrolera en el mundo se mueve este trimestre hacia la reducción en el valor de los activos debido al predominante entorno de precios, esto no impacta el potencial a largo plazo de los activos de la Compañía y las oportunidades de crecimiento futuro de la producción. Estamos preparados para el largo plazo, así como para aprovechar las oportunidades que se nos presenten y para enfrentar los retos que puedan surgir.

Resultados del Tercer Trimestre

Información Operacional Destacada:

- La producción neta después de regalías del trimestre alcanzó la cifra de 152.915 bpe/d, manteniéndose estable en comparación con la producción de 152.428 bpe/d registrada durante el trimestre anterior. Lo anterior representa un aumento del 6% en comparación con los 144.722 bpe/d reportados durante el tercer trimestre de 2014, y dentro de la meta establecida por la Compañía (150.000-156.000 bpe/d).
- La Compañía logró mantener niveles de producción estables en el Campo Rubiales a pesar de la declinación del campo. La Compañía continúa optimizando pozos y facilidades con el fin de maximizar la producción, al tiempo que minimiza las inversiones en bienes de capital. La producción del Campo Rubiales representó el 36% de la producción total neta del tercer trimestre de 2015, y se adelantan los planes para la devolución del campo en junio de 2016.
- El 30 de agosto de 2015, Perupetro S.A. otorgó a la Compañía un contrato de dos años para operar el Bloque 192, el bloque productor más grande de Perú. El bloque actualmente produce aproximadamente 12.000 bbl/d de petróleo con un promedio de 18°API.
- La Compañía obtuvo cifras sin precedentes en los costos operativos subyacentes de \$19,99/bpe y costos operativos totales (incluyendo overlift y otros costos) de \$20,92/bpe, en comparación con los \$23,71/bpe y \$21,08/bpe, respectivamente, registrados durante el segundo trimestre de 2015.

Información Financiera Destacada:

- El capital de trabajo neto aumentó a la cifra positiva de \$118 millones al 30 de septiembre de 2015, en comparación con los \$125 millones negativos reportados al final del segundo trimestre de 2015, como resultado de los esfuerzos de la Compañía para gestionar el flujo de efectivo y reducir los gastos no esenciales.
- Los ingresos se redujeron en el tercer trimestre de 2015 a \$670 millones de los \$703 millones registrados en el segundo trimestre de 2015, debido principalmente a los menores volúmenes del petróleo para comercialización, vendidos. Los ingresos incluyen \$125 millones en ganancias realizadas por las coberturas implementadas durante el trimestre.
- El promedio de ventas de petróleo y gas (incluyendo el petróleo comercializado) del tercer trimestre de 2015 alcanzó la cifra de 141.492 bpe/d, una reducción del 14% en comparación con los 163.617 bpe/d registrados durante el mismo periodo de 2014, y un 1% menos que los 143.225 bpe/d reportados durante el segundo trimestre de 2015.
- El netback operativo combinado de petróleo y gas durante el tercer trimestre de 2015 fue de \$30,57/bpe, un descenso del 6% en comparación con los \$32,64/bpe reportados durante el segundo trimestre de 2015. Este descenso es principalmente atribuible a la caída de los precios internacionales del petróleo, en la medida que los costos operativos combinados se han mantenidos estables.
- El precio promedio realizado durante el trimestre fue de \$51,49/bpe, una cifra menor en comparación con la de \$53,72/bpe del segundo trimestre de 2015.
- Los gastos G&A descendieron a \$53 millones en el tercer trimestre de 2015, en comparación con los \$97 millones del tercer trimestre de 2014, en la medida que la Compañía continúa reduciendo todos los costos y actividades no esenciales en ante la precipitosa caída de los precios del crudo.

- El EBITDA Ajustado del tercer trimestre de 2015 fue de \$272 millones y el Flujo de Fondos de las operaciones fue de \$197 millones. El EBITDA Ajustado fue 12% menor y el Flujo de Fondos 17% mayor, respectivamente, en comparación con las cifras reportadas durante el trimestre inmediatamente anterior.
- La pérdida neta del tercer trimestre de 2015 fue de \$617 millones, principalmente por el cargo no monetario por deterioro de \$568 millones (antes de impuestos) contabilizados sobre los activos de petróleo y gas y gastos de exploración, lo cual refleja el impacto significativo del actual entorno de precios del petróleo. Otros rubros no monetarios que afectaron las utilidades incluyen la compensación basada en acciones y las pérdidas no realizadas en el cambio de divisas, aunque las utilidades operativas antes de los deterioros, el agotamiento, la depreciación y la amortización, totalizaron \$280 millones.
- La inversión total en bienes de capital se redujo a \$154 millones en el tercer trimestre de 2015, en comparación con los \$185 millones del segundo trimestre de 2015 y los \$645 millones del tercer trimestre de 2014. Los gastos en bienes de capital continuarán coincidiendo aproximadamente con el flujo de caja, y se concentrarán principalmente en proyectos de desarrollo de alto impacto y bajo riesgo.

Información Adicional Destacada:

- La Compañía obtuvo exenciones por parte de sus prestamistas respecto al covenant que exige a la Compañía mantener un patrimonio neto consolidado mayor a \$1 millardo. Estas exenciones se obtuvieron respecto a, (i) el acuerdo línea de crédito rotativo y garantía por U.S.\$1 millardo suscrito con un sindicato de prestamistas y el Bank of América, N.A. como agente administrativo; (ii) el acuerdo de línea de crédito y garantía por US.\$250 millones con HSBC Bank USA, N.A., como prestamista; (iii) el acuerdo de línea de crédito y garantía por US \$109 millones con el Bank of América, N.A., como prestamista; y (iv) el acuerdo de crédito marco por US \$75 millones con el Banco Latino Americano de Comercio Exterior S.A. Las exenciones vencen el 28 de diciembre de 2015. Durante este periodo, la Compañía entrará en discusiones con los prestamistas para abordar los asuntos pertinentes a este entorno de precios bajos.
- Cuatro pozos exploratorios (incluyendo pozos estratigráficos y de evaluación) fueron perforados durante el trimestre, dando como resultado un descubrimiento y la confirmación de otros tres descubrimientos previos, para un índice de éxito exploratorio del 100% durante el trimestre. Los éxitos exploratorios localizados principalmente en los Llanos Centrales y profundos de Colombia han adicionado aproximadamente 14.000 bbl/d a la producción de crudo liviano durante los últimos nueve meses. En el último trimestre, los tres pozos exitosos Zural-1, Ceibo-2 y Avispa-6 tienen una producción potencial de aproximadamente 5.100 bbl/d, según los resultados de las pruebas iniciales.
- El 26 de agosto de 2015, la Compañía anunció el retiro de José Francisco Arata como Presidente y director de la Compañía, y el nombramiento de Mónica de Greiff como director independiente. Para más información, consultar el Informe de Gestión.
- El 31 de agosto de 2015, la Compañía firmó un Acuerdo de Nominación con (i) ALFA, SAB de C.V. ("ALFA"); y (ii) Alejandro Betancourt, O'Hara Administración Co., SA ("O'Hara") y los diversos accionistas que estos representan (en conjunto, el "Grupo O'Hara"), respecto al nombramiento de cuatro nuevos directores en la Junta Directiva. ALFA tiene 59.897.800 acciones ordinarias en el capital de la Compañía ("Acciones Ordinarias") que representan

aproximadamente 18,95% de las acciones ordinarias emitidas y en circulación. El Grupo O'Hara ejerce control y dirección sobre 63.050.510 acciones ordinarias, que representan aproximadamente el 19,95% de las acciones ordinarias emitidas y en circulación. De conformidad con los términos del Acuerdo de Nominación, ALFA y el Grupo O'Hara nominaron cada uno a dos personas para la Junta Directiva. De conformidad con los términos del Acuerdo de Nominación, ALFA nominó a José de Jesús Valdez Simancas y a Raúl Millares, mientras que el Grupo O'Hara nominó a Alejandro Betancourt y a Orlando Alvarado.

Resultados Financieros

Resumen Financiero			
	2015		2014
	Q3	Q2	Q3
Ingresos de las Ventas de Petróleo y Gas (\$ millones)	670,0	702,7	1.330,4
EBITDA Ajustado (\$ millones) ^{1,4}	271,6	307,3	635,1
EBITDA Ajustado Margen (EBITDA Ajustado /Ingresos)	41%	44%	48%
EBITDA Ajustado por acción ^{1,4}	0,87	0,98	2,02
Flujo de Fondos (Flujo de Fondos de las Operaciones) (\$ millones) ¹	197,2	168,5	606,2
Flujo de Fondos (Flujo de Fondos de las Operaciones) por acción ¹	0,63	0,54	1,93
Utilidades (Pérdidas) Netas de la operaciones antes del deterioro	(64,1)	(101,9)	200,6
Utilidades (Pérdidas) Netas (\$ millones) ²	(617,3)	(226,4)	3,5
Utilidades (Pérdidas) Netas por acción	(1,97)	(0,72)	0,01
Producción Neta (bpe/d)	152.915	152.428	144.722
Volúmenes de Ventas (bpe/d)	141.492	143.225	163.617
(COP\$ / US\$) Tasa de Cambio ³	3.121,94	2.585,11	2.028,48
Promedio de Acciones en Circulación – básicas (millones)	313,3	313,3	314,7

¹ Los términos EBITDA ajustado y flujo de caja (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
	Q3	Q2	Q3
<u>Petróleo y Líquidos (bbl/d)</u>			
Colombia	137.617	140.921	132.148

Perú	5.411	3.534	2.305
Total Petróleo y Líquidos (bbl/d)	143.028	144.455	134.453
<hr/>			
<u>Gas Natural Gas (bpe/d)¹</u>			
Colombia	9.887	7.973	10.269
Total Gas Natural (bpe/d)	9.887	7.973	10.269
Total Producción Equivalente (bpe/d)	152.915	152.428	144.722

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 tercer trimestre de 2015, la producción neta de la Compañía después de regalías alcanzó la cifra de 152.915 bpe/d manteniéndose estable en comparación con 152.428 bpe/d registrados en el trimestre inmediatamente anterior. Lo anterior representa un aumento del 6% en comparación con los 144.722 bpe/d del tercer trimestre de 2014, y dentro de la meta fijada por la Compañía (150.000-156.000 bpe/d). La producción neta del Campo Rubiales, se ha mantenido estable a pesar de la declinación del campo. La Compañía continúa optimizando pozos y facilidades con el fin de maximizar la producción mientras minimiza las inversiones en bienes de capital. La producción del Campo Rubiales representa el 36% de la producción total neta del tercer trimestre de 2015 y se adelantan planes para la devolución del campo en junio de 2016. La producción de petróleo liviano y mediano aumentó en un 14% en comparación con el mismo periodo de 2014 y se mantiene estable en comparación con la cifra de 55.254 bbl/d, reportada durante el segundo trimestre de 2015. Con el aumento de la producción de los campos de crudo liviano y mediano, que representa el 36% de la producción neta total de la Compañía en el tercer trimestre, la dependencia en la producción del Campo Rubiales continúa disminuyendo.

Volúmenes de Producción y Ventas

Conciliación de la Producción y las Ventas Totales			
	2015		2014
	Q3	Q2	Q3
Producción Neta			
Colombia Petróleo (bbl/d)	137.617	140.921	132.148
Colombia Gas (bpe/d)	9.887	7.973	10.269
Perú Petróleo (bbl/d)	5.411	3.534	2.305
Producción Total Neta (bpe/d)	152.915	152.428	144.722
<hr/>			
Volúmenes de Ventas (bpe/d)			
Volúmenes de Producción (bpe/d)	152.915	152.428	144.722
Volúmenes de Diluyente (bbl/d)	53	601	2.395
Volúmenes de Petróleo para Comercialización (bbl/d)	2.222	10.808	14.827
Overlift/Underlift	(2.511)	(10.792)	0
Movimiento de Inventarios y Otros (bpe/d)	(11.187)	(9.820)	1.673
Total Volúmenes Vendidos (bpe/d)	141.492	143.225	163.617

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

La Compañía produce y vende petróleo y gas natural. Igualmente compra líquidos y petróleo a terceros para comercializarlos y destilados para mezcla de diluentes con 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.

Los volúmenes de diluyente del trimestre disminuyeron a 53 bbl/d respecto a los 601 bbl/d del segundo trimestre de 2015 y en comparación con la cifra de 2.395 bbl/d del mismo periodo del año inmediatamente anterior. Los volúmenes de diluyente han descendido en un 99% desde el primer trimestre de 2013, en la medida que la Compañía utiliza de manera exitosa la producción de crudo liviano y mediano proveniente de las adquisiciones previas y los nuevos descubrimientos, en adición al acceso a acuerdos para el suministro de diluyente a menor precio. Los volúmenes de petróleo para comercialización disminuyeron durante el trimestre a 2.222 bbl/d en comparación con los 14.827 bbl/d registrados un año atrás. Los saldos de inventario aumentaron como resultado de los 11.187 bpe/d acumulados en el tercer trimestre en comparación con los 1.673 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, disminuyeron a 141.492 bpe/d en el presente trimestre, en comparación con los 143.225 bpe/d del trimestre anterior.

Netback Operativo y Volúmenes de Ventas

Producción volúmenes y Netbacks de Petróleo y Gas									
	2015 Q3			2015 Q2			2014 Q3		
	Petróleo	Gas	Combinado	Petróleo	Gas	Combinado	Petróleo	Gas	Combinado
Volúmenes de Producción Vendidos (bpe/d) ¹	129,591	9,679	139,270	124,416	8,001	132,417	138,667	10,123	148,790
Precio de Venta del Petróleo Crudo y del Gas Natural (\$/bpe)	52,94	32,17	51,49	55,04	33,34	53,72	92,14	31,95	88,05
Costos de Producción (\$/bpe)	6,77	1,98	6,43	9,33	2,23	8,90	16,34	3,65	15,48
Costos de Transporte (\$/bpe)	11,87	0,20	11,06	13,73	0,85	12,95	14,13	(0,08)	13,16
Costos de Diluyente (\$/bpe)	2,69	-	2,50	1,98	-	1,86	2,30	-	2,15
Sub-Total Costos (\$/bpe)	21,33	2,18	19,99	25,04	3,08	23,71	32,77	3,57	30,79
Otros Costos (\$/bpe) ²									
Costos Overlift/Underlift (\$/bpe)	1,93	2,18	1,96	1,26	2,12	1,31	(0,01)	1,91	2,24
Costos Totales (\$/bpe)	(1,10)	(0,11)	(1,03)	(4,20)	0,10	(3,94)	2,27	(0,65)	(0,06)
	22,16	4,25	20,92	22,10	5,30	21,08	35,03	4,83	32,97
Netback Operativo (\$/bpe)									
Volúmenes de Producción Vendidos	30,78	27,92	30,57	32,94	28,04	32,64	57,11	27,12	55,08

(bpe/d)¹

¹ Volúmenes de producción vendidos excluye el petróleo 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 combinados totales disminuyeron de \$21,08/bpe en el segundo trimestre de 2015 a un promedio de \$20,92/bpe en el tercer trimestre, Los costos operativos combinados, incluyendo producción, transporte, y costos de dilución disminuyeron a \$19,99/bpe durante el trimestre, de \$23,71/bpe registrados en el segundo trimestre de 2015, La reducción del costo unitario durante el trimestre es el resultado de la continua optimización de los costos operativos y la depreciación del 21% del peso colombiano frente al dólar americano, Durante este periodo, también se presentó una interrupción en la operación del Oleoducto Bicentenario de 89,5 días, Sin embargo, la Compañía pudo utilizar la capacidad operacional disponible en el oleoducto OCENSA a precios unitarios comparables.

Durante el tercer trimestre de 2015 el volumen total vendido en transacciones de comercialización descendió a 2.222 bbl/d de los 10.808 bbl/d en el segundo trimestre de 2015. Los volúmenes para comercialización varían de acuerdo con las oportunidades en el mercado, y un trimestre en particular no es un buen indicador del potencial de comercialización futuro. Los volúmenes vendidos durante el tercer trimestre de 2015 arrojaron un netback de \$2,70/bbl en comparación con el netback de \$0,10/bbl registrado en el mismo periodo de 2014, El Informe de Gestión presenta información adicional sobre el petróleo comercializado.

Actualización sobre las Actividades de Exploración

Durante el tercer trimestre de 2015, la Compañía perforó o fue socio en la perforación de un pozo exploratorio y tres pozos de evaluación, Todos los pozos encontraron cantidades económicas de hidrocarburos, para una tasa de éxito de 100% para el periodo y de 87% en lo corrido del año (13 pozos exitosos de 15 perforados). Un nuevo descubrimiento en el pozo Zural-1 en el Bloque Corcel, localizado al suroeste del descubrimiento realizado con la perforación del pozo Espadarte-1, expande la proyección futura de esta oportunidad aún más hacia el suroeste. El Informe de Gestión incluye información adicional sobre las actividades de exploración.

Detalles de la Teleconferencia del Tercer Trimestre de 2015

La Compañía ha programado una teleconferencia para inversionistas y analistas para el jueves 5 de noviembre de 2015, a las 8:00 a.m. (Hora de Toronto y Bogotá), cuyo propósito es discutir los resultados de la Compañía durante el tercer trimestre de 2015. Entre los participantes se encuentran Ronald Pantin, Director Ejecutivo, y un selecto grupo de altos ejecutivos.

La teleconferencia en vivo se realizará en inglés 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.pacific.energy.

Se invita a los analistas en inversionistas 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

PACIFIC EXPLORATION & PRODUCTION CORPORATION
1100 - 333 BAY STREET, TORONTO, ONTARIO M5H 2R2
TELEPHONE: (416) 362-7735 FAX: (416) 360-7783

Identificación de la Conferencia (Participantes en inglés): 55666995
Identificación de la Conferencia (Participantes en español): 55737255

Webcast: <http://www.pacific.energy/en/webcast>

La repetición de la teleconferencia estará disponible hasta las 23:59 (hora de Toronto), del jueves 19 de noviembre 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): 55666995
No. Identificación de la Repetición (Participantes en español): 55737255

Acerca de Pacific:

Pacific es una compañía pública canadiense, líder en exploración y producción de gas natural y petróleo, con operaciones enfocadas en Latinoamérica. La Compañía cuenta con un portafolio diversificado de activos con participaciones con más de 85 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 Exploration and Production está comprometida en 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, y 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 recuperables. 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
 +1 (403) 705-8816
 +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