

# PACIFIC EXPLORATION & PRODUCTION CORP.

## COMUNICADO DE PRENSA

### PACIFIC ANUNCIA LOS RESULTADOS DEL CUARTO TRIMESTRE Y DEL AÑO 2015

**Toronto, Canadá, viernes 18 de marzo de 2016** – Pacific Exploration & Production Corp. (TSX: PRE) (BVC:PREC) anunció hoy la publicación de sus resultados financieros consolidados auditados correspondientes al año y trimestre finalizados el 31 de diciembre de 2015, junto con su Informe de Gestión (“MD&A”), el Formulario de Información Anual (“AIF” siglas en inglés) y el Formulario 51-101 F1 – Estado de Datos de Reservas y Otra Información de Petróleo y Gas de la Compañía (el “**Reporte F1**”) con respecto al año y finalizado el 31 de diciembre de 2015. Estos documentos serán publicados en la página web de la Compañía [www.pacific.energy](http://www.pacific.energy), SEDAR en [www.sedar.com](http://www.sedar.com), y en la página web de SIMEV en [www.superfinanciera.gov.co/web\\_valores/Simev](http://www.superfinanciera.gov.co/web_valores/Simev). Todos los valores en este comunicado de prensa y en las comunicaciones 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 industria del petróleo y gas se ha visto profundamente alterada en la medida que nos encontramos firmemente arraigados en el segundo año de bajos precios internacionales del petróleo. El ambiente actual de precios continúa amenazando la solidez financiera de la industria y de algunos países, con muchas compañías de E&P operando en modalidad de supervivencia. Nuestra reacción inmediata a principios del 2015 con respecto al entorno de precios bajos del petróleo, le ha permitido a Pacific Exploration & Production Corp. continuar entregando resultados operativos competitivos.

“Durante el 2015, estuvimos preparados para proteger el flujo de efectivo gracias a un activo programa de coberturas, el cual se vio reflejado en nuestros resultados operativos. Continuamos enfocados en mantener y obtener eficiencias operacionales y una vez más hemos llevado los costos operacionales en efectivo a cifras bajas nunca antes registradas. La Compañía ha mantenido la reducción de costos operativos en efectivo en niveles récord y continua controlando los gastos G&A.

“Nuestra producción aumentó levemente en el 2015, obteniendo volúmenes de nuestros activos en Colombia y Perú de 154.472 bpe/d, incluyendo una modesta contribución proveniente de nuestra reciente adición del Bloque 192 en Perú. La Compañía ha alcanzado la meta de producción establecida entre 150 y 156 Mbpe/d para 2015, lo cual representa un modesto crecimiento en comparación con el 2014.

“Continuamos enfocando nuestro portafolio de producción en activos de crudo mediano y liviano. Los descubrimientos exploratorios realizados en el 2014 y adicionalmente delineados en el 2015 en el piedemonte colombiano nos aseguran a corto plazo, estabilidad en la producción. La modesta actividad exploratoria ejecutada en el 2015 igualmente identificó otros prospectos de crudo liviano similares a los descubrimientos ya realizados que contienen un inventario potencial de ubicaciones para perforación de desarrollo y delimitación.

“En el 2015, obtuvimos ingresos de \$2.825 millones y generamos \$1.031 millones en EBITDA<sup>1</sup> Ajustado y \$579 millones en flujo de fondos de las operaciones<sup>1</sup>. A pesar de la caída de los precios del petróleo,

nuestro netback operativo para el cierre del año fue de \$25,55/bpe, como resultado en la reducción total de costos sumado a una posición sólida de coberturas que generó mayores precios de realización.

“Continuamos optimizando nuestras operaciones, generando reducciones adicionales en los costos durante el cuarto trimestre del 2015 y alcanzando cifras record en los costos operativos. La Compañía alcanzó costos operativos subyacentes de \$18,64/bpe y costos operativos totales (incluyendo overlift y otros costos) de \$22,52/bpe, en comparación con los \$26,44/bpe y \$27,28/bpe, respectivamente, registrados durante el cuarto trimestre del 2014. Los gastos G&A descendieron a \$221 millones en el 2015 con respecto a los \$361 millones del 2014, en la medida que la Compañía mantuvo su campaña de control de gastos. Es probable lograr recortes adicionales de costos y reducciones de G&A a lo largo del 2016, debido a reestructuración en los procesos de trabajo.

“A finales del 2014, la Compañía implementó y ejecutó una estrategia con el propósito de enfrentar el colapso de los precios del petróleo – los costos operativos en efectivo y los costos G&A fueron recortados, y los gastos en inversiones de capital fueron reducidos drásticamente para cubrir únicamente los proyectos prioritarios que nos permitieran mantener la producción y proteger el valor de la base de activos. Sin embargo, el continuo colapso de los precios del petróleo a principios del año nos ha motivado a iniciar un proceso para reestructurar el balance general.

“Tal como lo anunciamos en enero de 2016, invocamos un periodo de gracia de 30 días para el pago de los intereses de dos series de nuestros bonos en circulación, con el propósito de vincular asesores y evaluar alternativas estratégicas con el fin de hacer la estructura de capital de la Compañía más apta a las condiciones actuales de mercado. Subsecuentemente a ese anuncio, hemos suscrito acuerdos de extensión con ciertos tenedores de bonos y con bancos, los cuales se extienden hasta el 31 de marzo de 2016, lo que permitirá a la Compañía trabajar con el Comité Independiente de la Junta Directiva, los asesores de la Compañía, los bancos y los tenedores de bonos para llegar a una reestructuración exhaustiva y consensuada del balance general de la Compañía.

“En síntesis, creemos firmemente en los activos de la Compañía y trabajamos diligentemente para asegurar que el valor de esos activos se preserve para su fortalecimiento en el futuro. Estos son momentos excepcionalmente difíciles para la industria petrolera, pero creemos que la Compañía podrá resistir la tormenta y continuará avanzando, gracias al uso eficiente de nuestros recursos y la aplicación de nuestra experiencia técnica y operacional. Estamos preparados para el largo plazo al igual que para abordar tanto las oportunidades como los desafíos que se nos puedan presentar.”

## **Resultados Anuales y del Cuarto Trimestre 2015**

### **Temas Operacionales Destacados:**

- La producción neta después de regalías del año alcanzó la cifra de 154.472 bpe/d, un aumento del 5% en comparación con los 147.423 bpe/d en el 2014, y de conformidad con las directrices impartidas por la Compañía en el sentido de mantener una producción anual de 150.000-156.000 bpe/d. Durante el cuarto trimestre del 2015, la producción promedio diaria neta de la Compañía (después de regalías) aumentó a 159.831 bpe/d, superior al 9% en comparación con el mismo periodo del 2014.
- En el 2015, la Compañía logró mantener niveles de producción estables en el Campo Rubiales a pesar de la declinación del Campo previamente anticipada a causa del agotamiento. La Compañía continuó optimizando pozos y facilidades con el fin de maximizar producción, al tiempo que minimizó las inversiones en bienes de capital, perforando únicamente un número mínimo de pozos.

La producción del Campo Rubiales representó el 35% de la producción total neta del año finalizado el 31 de diciembre de 2015.

- La Compañía obtuvo cifras sin precedentes en los costos operativos subyacentes de \$20,73/bpe y costos operativos totales (incluyendo overlift y otros costos) de \$22,96/bpe, en comparación con los \$30,23/bpe y \$30,51/bpe, respectivamente, en el 2014. En el cuarto trimestre del 2015, los costos operativos combinados fueron de “22,52/bpe en comparación con los \$27,28/bpe durante el mismo periodo del 2014.

### **Temas Financieros Destacados**

- Los ingresos se redujeron a \$2.825 millones en comparación con los \$4.950 millones del 2014, lo cual refleja el descenso interanual de casi el 45% en los precios del petróleo. Los ingresos del cuarto trimestre del 2015 descendieron a \$652 millones en comparación con los \$992 millones del mismo periodo del 2014, igualmente resultado de los bajos precios realizados, pero parcialmente compensado con mayores volúmenes vendidos durante el periodo.
- En el 2015, los ingresos incluyeron \$290 millones en ganancias realizadas por los contratos de cobertura de petróleo suscritos en el 2014 y a principios del 2015, ayudando a mantener los precios realizados de la Compañía por encima de los precios del mercado durante el año.
- Las ventas promedio de petróleo y gas (incluyendo la comercialización) fueron de 159.113 bpe/d, un 1% por encima de los 158.026 bpe/d vendidos en el 2014. En febrero de 2016, la Compañía terminó anticipadamente sus posiciones de cobertura en circulación, obteniendo una ganancia total realizada de \$116 millones, aprovechando el movimiento positivo en el valor del mercado para mejorar la liquidez.
- El netback operativo combinado del petróleo y gas durante el año fue de \$25.55/bpe, 53% inferior en comparación con los \$54,84/bpe en el 2014. La disminución fue principalmente atribuible a la caída de los precios internacionales del petróleo, lo cual fue parcialmente compensado gracias a la reducción en los costos operativos combinados lograda durante el año.
- El precio promedio realizado de la Compañía por barril de petróleo crudo y gas natural durante el año fue de \$48,51/bpe, y de \$41,22/bpe para el cuarto trimestre del 2015, una caída en comparación con las cifras de \$85,35/bpe y \$65,64/bpe, respectivamente, reportadas hace un año.
- Los gastos de G&A disminuyeron a \$221 millones en el 2015 en contraste con los \$361 millones durante el 2014, en la medida que la Compañía mantuvo su campaña de control sobre el G&A y todo gasto y actividad no esencial, en vista de la precipitada caída de los precios del petróleo.
- El EBITDA Ajustado del año fue de \$1.031 millones y el Flujo de Fondos<sup>1</sup> fue de \$579 millones. El EBITDA Ajustado y el Flujo de Fondos se redujeron en 58% y 71% respectivamente, en comparación con el año 2014.
- La pérdida neta del año fue de \$5.462 millones, debido principalmente al cargo por deterioro (no en efectivo) de \$4.907 millones, asumido principalmente por los activos de petróleo y gas y los gastos de exploración, lo cual refleja la significativa caída en los precios del petróleo. Es importante resaltar que este deterioro se registra en cumplimiento de las reglas contables impuestas por las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), y puede ser revertido total o

parcialmente una vez que las condiciones del mercado mejoren con una tendencia alcista del precio del petróleo.

- El flujo de efectivo de las operaciones en el 2015 fue de \$220 millones en comparación con los \$2,104 millones del 2014.
- La inversión total en bienes de capital se redujo a \$726 millones en el 2015, en comparación con los \$2.382 millones del 2014. Los gastos en bienes de capital continuarán coincidiendo de manera próxima con los flujos de efectivo, y los gastos se concentrarán principalmente en proyectos de desarrollo de alto impacto y bajo riesgo.

#### **Temas Destacados Adicionales:**

- Las reservas totales certificadas 2P netas después de regalías fueron de 290,8 MMBpe al 31 de diciembre de 2015, 43% menos en comparación con los 510,9 MMBpe al 31 de diciembre de 2014. Las reservas probadas (1P) fueron 197,8 MMBpe al 31 de diciembre de 2015 en comparación con los 315,0 MMBpe al 31 de diciembre de 2014. La disminución en las reservas 2P se atribuye principalmente a factores económicos y a revisiones técnicas.
- Se perforaron 15 pozos exploratorios (incluyendo 11 pozos de evaluación) dando como resultado tres descubrimientos y la confirmación de diez descubrimientos previos para un total de 13 descubrimientos para una tasa de éxito del 87%. La actividad de exploración durante el año estuvo primordialmente enfocada en la zona prolifera del centro y lo profundo de los Llanos en Colombia que adicionaron un promedio de 14.591 bbl/d de producción de crudo liviano en el 2015.
- El 28 de diciembre de 2015, la Compañía obtuvo exenciones con respecto al apalancamiento de la deuda y los *Covenants* sobre el patrimonio neto, contemplados en la línea de crédito rotativo de \$1 millardo y las líneas de crédito de Bank of América, HSBC, y Bladex (las “**Líneas de Crédito**”).
- El 14 de enero de 2016, la Compañía anunció que había elegido utilizar el periodo de gracia de 30 días previsto en los prospectos de emisión de bonos aplicables, y no efectuar el pago de \$66,2 millones en intereses sobre el agregado de sus bonos senior con fecha de vencimiento en el 2019 (“**Senior Notes 2019**”) y aquellos con fecha de vencimiento en el 2025 (“**Senior Notes 2025**”) y junto con las Senior Notes 2019, las “**Notes**”). El 18 de febrero de 2016, la Compañía suscribió un acuerdo de extensión (el “**Acuerdo de Extensión con los Titulares de las Notes**”) con ciertos titulares de las Senior Notes de 2019 y 2025. Bajo los términos del Acuerdo de Extensión con los Titulares de las Notes, los titulares de aproximadamente el 34% del monto acumulado del capital pendiente de pago de las Senior Notes del 2019 y el 42% del monto acumulado del capital pendiente de pago de las Senior Notes de 2025 acordaron, sujeto a ciertos términos y condiciones, abstenerse de declarar una moratoria sobre la exigencia de los montos del capital de las Notas (y ciertos montos adicionales) adeudados y pagaderos como resultado de ciertos incumplimientos específicos, hasta el 31 de marzo de 2016.
- El 19 de febrero de 2016, la Compañía suscribió acuerdos separados de moratoria (los “**Acuerdos de Moratoria con los Prestamistas**”) con respecto a las Líneas de Crédito. Bajo los términos de los Acuerdos de Moratoria los acreedores bancos han acordado, sujeto a ciertos términos y condiciones, abstenerse de declarar una moratoria hasta el 31 de marzo de 2016, respecto a la obligación de pago del monto del capital adeudado bajo dichas Líneas de Crédito, la cual ha sido ocasionada por ciertos incumplimientos específicos.

- En 2015, como resultado de una baja en la calificación crediticia de la Compañía, ésta ha incumplido varios “covenants” de calificación crediticia mínima en ciertos acuerdos operativos. La Compañía ha obtenido varias renuncias (“*waivers*”) relativas a estos “covenants” vigentes por distintos periodos de tiempo.
- La Compañía continúa trabajando con sus tenedores de deuda, con el propósito de formular un plan integral que aborde el actual ambiente de precios del petróleo y así asegurar la rentabilidad a largo plazo del negocio. La Compañía permanece y tiene la intención de continuar al día con sus proveedores, socios comerciales y contratistas. Las operaciones normales continúan en Colombia y en otras jurisdicciones en las cuales opera la Compañía. Según lo indicado en las notas que acompañan a los estados financieros consolidados auditados de la Compañía para el año y trimestre finalizado el 31 de diciembre de 2015, no existe certeza sobre la capacidad de la Compañía de reestructurar de manera exitosa sus deudas a largo plazo, modificar los acuerdos operativos en la medida necesaria para eliminar los “covenants” de calificación crediticia, y obtener financiamiento adicional en caso de que los precios del petróleo continúen bajos; y por consiguiente existen incertidumbres materiales que pueden poner en duda la capacidad de la Compañía para continuar el negocio en marcha.

## Resultados Financieros

### Resumen Financiero

	Año Finalizado en Diciembre		Tres Meses Finalizados Diciembre	
	2015	2014	2015	2014
Ingresos de las Ventas de Petróleo y Gas (\$ millones)	<b>2.824,5</b>	4.950,0	<b>652,0</b>	991,5
EBITDA Ajustado (\$ millones) <sup>1, 4</sup>	<b>1.031,3</b>	2.484,1	<b>182,9</b>	419,3
EBITDA Margen Ajustado (EBITDA Ajustado /Ingresos)	<b>37%</b>	50%	<b>28%</b>	42%
EBITDA Ajustado por acción (\$) <sup>1, 4</sup>	<b>3,29</b>	7,87	<b>0,58</b>	1,33
Flujo de Fondos de las Operaciones (\$ millones) <sup>1</sup>	<b>578,5</b>	2.021,2	<b>42,3</b>	409,8
Flujo de Fondos (de las Operaciones) por acción <sup>1</sup>	<b>1,85</b>	6,41	<b>0,13</b>	1,30
Utilidades (Pérdidas) Netas de la operaciones antes del deterioro	<b>(503,8)</b>	832,3	<b>(198,8)</b>	(36,6)
Utilidades (Pérdidas) Netas (\$ millones) <sup>2</sup>	<b>(5.461,9)</b>	(1.309,6)	<b>(3.895,9)</b>	(1.660,9)
Utilidades (Pérdidas) Netas por acción	<b>(17,44)</b>	(4,15)	<b>(12,44)</b>	(5,26)
Producción Neta (bpe/d)	<b>154.472</b>	147.423	<b>159.831</b>	147.075
Volúmenes de Ventas (bpe/d)	<b>159.113</b>	158.026	<b>171.928</b>	161.445
(COP\$ / US\$) Tasa de Cambio <sup>3</sup>	<b>3.149,47</b>	2.392,46	<b>3.149,47</b>	2.392,46
Promedio de Acciones en Circulación – básica (millones)	<b>313,3</b>	315,5	<b>313,3</b>	315,9

<sup>1</sup> Los términos EBITDA ajustado, flujo de fondos (Flujo de Fondos de las Operaciones) no son prescritos por las NIIF. Estas mediciones no contempladas en las NIIF no tienen ningún significado estandarizado y por lo tanto no se pueden comparar con mediciones similares presentadas por otras compañías. Estas mediciones no contempladas en las NIIF se incluyen porque la gerencia usa la información para analizar el rendimiento operativo, el apalancamiento y la liquidez. Por lo tanto, estas mediciones no deben ser consideradas de manera aislada o como sustitutos de mediciones de rendimiento preparadas de conformidad con las NIIF. Por favor referirse a Anuncio Precautorio y Reconciliaciones en el Informe de Gestión.

<sup>2</sup> Utilidades netas atribuibles a los titulares del capital accionario de la casa matriz

<sup>3</sup> 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.

<sup>4</sup> 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

<b>Resumen de la Producción Neta</b>				
	<b>Año Finalizado</b>		<b>Tres Meses Finalizados</b>	
	<b>Diciembre</b>		<b>Diciembre</b>	
	<b>2015</b>	2014	<b>2015</b>	2014
<b>Petróleo y Líquidos (bbl/d)</b>				
Colombia	<b>139.659</b>	134.435	138.906	133.731
Perú	<b>5.586</b>	2.641	10.462	3.288
<b>Total Crudo y Líquidos (bbl/d)</b>	<b>145.245</b>	137.076	149.368	137,019
<b>Gas Natural (bpe/d)<sup>1</sup></b>				
Colombia	<b>9.227</b>	10.347	10.463	10.056
<b>Total Gas Natural (bpe/d)</b>	<b>9.227</b>	10.347	10.463	10.056
<b>Total Producción Equivalente (bpe/d)</b>	<b>154.472</b>	147.423	159.831	147.075

<sup>1</sup> 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 año 2015, la producción diaria neta de la Compañía (después de regalías) totalizó 154.472 bpe/d, un aumento del 5% en comparación con los 147.423 bpe/d registrados en el 2014, en línea con las directrices de la Compañía establecidas para el año (150.000-156.000 bpe/d). En el cuarto trimestre de 2015, la producción neta promedio diaria después de regalías aumentó a 159.831 bpe/d, mayor al 9% en comparación con el mismo periodo del 2014. En el 2015, la Compañía mantuvo estables los niveles de producción 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, mientras minimiza las inversiones de capital. La producción neta de crudo liviano y mediano para el año, totalizo 57.022 bbl/d, un aumento del 16% con respecto del año 2014. Parte de este aumento corresponde a la producción del Bloque 192 en el Perú, donde la Compañía se convirtió en el operador el 30 de agosto de 2015. La producción de petróleo pesado en Quifa y otros campos también aumentaron en un 9% durante el 2015 en comparación con el 2014. La producción de petróleo mediano y liviano, y de petróleo pesado (excluyendo el campo Rubiales) ahora representa el 37% y el 35% respectivamente de la producción total de petróleo y gas, mientras que la producción del campo Rubiales representó el 35% del total de la producción neta, una reducción en comparación con el porcentaje registrado en el 2014 del 41%.

## Volúmenes de Producción y Ventas

### Conciliación de la Producción y las Ventas Totales

	<b>Año Finalizado</b>	<b>Tres Meses Finalizados</b>
	<b>Diciembre</b>	<b>Diciembre</b>

	2015	2014	2015	2014
<b><u>Producción Neta</u></b>				
Petróleo Colombia (bbl/d)	139.659	134.435	138.906	133.731
Gas Colombia (bpe/d)	9.227	10.347	10.463	10.056
Petróleo Perú (bbl/d)	5.586	2.641	10.462	3.288
<b>Total Producción Neta (bpe/d)</b>	<b>154.472</b>	<b>147.423</b>	<b>159,831</b>	<b>147,075</b>
<b><u>Volúmenes Vendidos (bpe/d)</u></b>				
Producción disponible para la venta (bpe/d)	154.472	147.423	159.831	147.075
Volúmenes de Diluyente (bbl/d)	323	2.405	316	1.795
Volúmenes de Crudo para Comercialización (bbl/d)	7.307	12.085	889	14.237
Overlift/Underlift (bbl/d)	3.685	0	14.082	(43)
Movimiento de Inventarios y Otros (bpe/d)	(6.674)	(2.655)	(3.190)	(1.619)
<b>Total Volúmenes Vendidos (bpe/d)</b>	<b>159.113</b>	<b>158.026</b>	<b>171.928</b>	<b>161.445</b>

Detalles adicionales sobre la producción y el volumen de ventas se encuentran disponibles en el Informe de Gestión ("MD&A")

La Compañía produce y vende petróleo y gas natural. Igualmente compra líquidos y petróleo crudo a terceros para propósitos comerciales y destilados para mezclar diluentes 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 en los respectivos volúmenes vendidos durante el periodo.

Los volúmenes de diluyente del trimestre disminuyeron a 323 bbl/d esto con respecto a los 2.405 bbl/d del 2014. Los volúmenes de diluyente han descendido en un 94% desde el final del año 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 nuevo diluyente a menor precio.

Los volúmenes de petróleo para comercialización en el 2015 disminuyeron a 7.307 bbl/d de los 12.085 bbl/d registrados en el 2014. La reducción en los volúmenes vendidos en el 2015 se atribuye principalmente a la reducción de la producción de petróleo en Colombia, lo que aumentó la capacidad disponible en los oleoductos permitiendo a otros comercializadores competir con mejores condiciones. Los saldos de inventario y para otros usos fueron de 6.647 bbl/d en el 2015 en comparación con los 2.655 bbl/d en el 2014.

Los volúmenes totales vendidos, que se componen de los volúmenes disponibles para la venta, volúmenes de diluyente comprados, volúmenes de petróleo para comercialización y cambios en los saldos de inventario, aumentaron a 159.113 bpe/d en el 2015 de los 158.026 bpe/d en el 2014.

## Netback Operativo y Volúmenes de Ventas

### Volúmenes de Producción y Netbacks de Petróleo y Gas

	Año Finalizado Diciembre 2015			Año Finalizado Diciembre 2014			Tres Meses Finalizados Diciembre 2015			Tres Meses Finalizados Diciembre 2014		
	Crudo	Gas Natural	Combinado	Crudo	Gas Natural	Combinado	Crudo	Gas Natural	Combinado	Crudo	Gas Natural	Combinado

Volúmenes de Producción Vendidos (bpe/d) <sup>1</sup>	142.595	9.211	151.806	135.622	10.319	145.941	160.498	10.541	171.039	137.083	10.125	147.208
Precio de Venta del Crudo y Gas Natural (\$/bpe)	49,56	32,28	48,51	89,46	31,27	85,35	41,86	31,43	41,22	68,27	29,97	65,64
Costos de Producción (\$/bpe)	8,19	2,54	7,85	15,98	3,86	15,12	8,12	2,74	7,79	14,40	4,42	13,71
Costos de Transporte (\$/bpe)	11,51	0,42	10,84	13,93	0,07	12,95	9,30	-	8,73	11,70	0,33	10,92
Costos de Dilución (\$/bpe)	2,17	-	2,04	2,33	-	2,16	2,26	-	2,12	1,95	-	1,81
Sub-Total Costos (\$/bpe)	21,87	2,96	20,73	32,24	3,93	30,23	19,68	2,74	18,64	28,05	4,75	26,44
Otros Costos (\$/bpe) <sup>2</sup>	1,56	2,02	1,59	1,42	2,04	1,46	1,60	2,35	1,64	0,80	1,75	0,87
Costos Overlift/Underlift (\$/bpe)	0,68	0,07	0,64	(1,26)	(0,03)	(1,18)	2,37	0,33	2,24	(0,03)	0,04	(0,03)
Costos Totales (\$/bpe)	24,11	5,05	22,96	32,40	5,94	30,51	23,65	5,42	22,52	28,82	6,54	27,28
Netback Operativo (\$/bpe)	25,45	27,23	25,55	57,06	25,33	54,84	18,21	26,01	18,70	39,45	23,43	38,36

<sup>1</sup> Volúmenes de producción vendidos excluye el petróleo para comercialización e incluye los volúmenes de diluyente vendido.

<sup>2</sup> Incluye regalías pagadas en efectivo.

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

De manera continua y durante el 2015, la Compañía optimizó sus operaciones con el fin de lograr reducciones adicionales en los costos. La Compañía alcanzó cifras sin precedentes en los costos operativos subyacentes combinados de \$20,73/bpe y costos operativos totales combinados (incluyendo overlift y otros costos) de \$22,96/bpe, en comparación con los \$30,23/bpe y \$30,51/bpe, respectivamente, registrados durante el 2014. La reducción en el costo unitario es principalmente el resultado de la optimización de los costos operativos y la depreciación del 32% del peso colombiano frente al dólar americano. Durante el año, se presentaron interrupciones en el Oleoducto Bicentenario durante un periodo acumulado de 204,5 días. Sin embargo, la Compañía contrató la capacidad operacional disponible en el oleoducto OCENSA a costos unitarios comparables.

La Compañía comercializó un promedio de 7.307 bbl/d en el 2015, en comparación con los 12.085 bbl/d comercializados en el 2014. Sin embargo, el netback promedio de los volúmenes comercializados en el 2015 fue de \$2,81/bbl, un margen bruto de \$7.5 millones; en contraste con el netback capturado en el 2014 de \$0,67/bbl, con un margen bruto de \$2,9 millones. Una tendencia similar de mejores netbacks se observó durante el cuarto trimestre del 2015. Los volúmenes comercializados varían según las oportunidades del mercado y un trimestre en particular no es un buen indicador del potencial futuro de la comercialización. Información adicional sobre el petróleo comercializado se encuentra disponible en el Informe de Gestión (“MD&A”).

## 2015 Reservas

Las tablas que se presentan a continuación resumen la información contenida en los reportes de reservas independientes preparados por RPS Energy Canada Ltd.; Netherland, Sewell & Associates, Inc.; y Degolyer and MacNaughton Limited, con fecha efectiva del 31 de diciembre de 2015.

Estos reportes de reservas fueron preparados de conformidad con las definiciones, normas, y procedimientos establecidos en el Manual de Evaluación de Petróleo y Gas Canadiense y el Instrumento



Nacional 51-101 – Normas para las Revelación de Actividades de Petróleo y Gas (Standards of Disclosure for Oil and Gas Activities) (“NI 51-101”) e incluidas en el Reporte F1 radicado en SEDAR. Información adicional sobre las reservas, se proporciona en el AIF de la Compañía con fecha del 18 de marzo de 2016, de conformidad con las disposiciones del Instrumento Nacional NI 51-101.

Todas las reservas reportadas están basadas en pronósticos de precios y estimados de costos efectivos al 31 de diciembre de 2015 según lo determinado por los evaluadores de reservas independientes de la Compañía. Las reservas netas de la Compañía después de regalías incorporan todas las regalías aplicables sujetas a la legislación fiscal 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, al final del año 2015.

<b>Conciliación de las Reservas 2015 2P</b>		
	Crudo Equivalente Bruto Reservas 2P (MMbpe) <sup>2</sup>	Crudo Equivalente Reservas 2P Neto (MMbpe) <sup>2</sup>
31 de diciembre 2014 <sup>1</sup>	560,6	510,9
Adiciones Netas y Revisiones Técnicas	(72,1)	(58,5)
Revisiones Económicas	(106,3)	(105,7)
Producción <sup>3</sup>	(64,4)	(56,40)
<b>31 de diciembre de 2015</b>	<b>317,8</b>	<b>290,8</b>

**Notas:**

<sup>1</sup> Declaración de Datos y Otra Información de Petróleo y Gas al 31 de diciembre de 2015, radicada en SEDAR en el Formulario 51-101 F1, el 18 de marzo de 2016.

<sup>2</sup> Los Bpe han sido expresados usando la conversión estándar colombiana de 5,7 Mcf: 1 bbl, requerida por el Ministerio de Minas y Energía para el gas natural colombiano y 5,6 Mcf: 1 bbl requerido por el Ministerio del Petróleo del Perú para el gas natural peruano. La conciliación con la conversión standard NI 52-101 de 6 Mcf: 1 bbl se proporciona en la sección de “Avisos Precautorios” de este comunicado de prensa.

<sup>3</sup> Producción representa la producción del periodo de doce meses finalizado el 31 de diciembre de 2015.

Nota: Los números en la tabla pueden no sumar exactamente debido a las diferencias en el redondeo de las cifras.

En el 2015, las reservas de la Compañía se vieron afectadas por los significativamente bajos pronósticos del precio del petróleo, lo cual generó revisiones económicas en adición al curso normal de las revisiones técnicas según las evaluaciones realizadas por los evaluadores independientes de reservas contratados por la Compañía. La disminución de las reservas 2P se debió principalmente a factores económicos y revisiones técnicas. Las revisiones económicas resultantes de los bajo precios del petróleo generalmente pueden ser reversadas con el aumento de los precios, lo cual podría resultar en revisiones económicas positivas en el futuro.

<b>Reservas al 31 de diciembre de 2015 (MMbpe<sup>1</sup>)</b>								
País	Bloques	Total Probadas (P1)		Probables (P2)		Probadas más Probables (2P)		Tipo de Hidrocarburo
		Bruto	Neto	Bruto	Neto	Bruto	Neto	
Colombia	Rubiales	11,5	9,2	-	-	11,5	9,2	Crudo Pesado
	Quifa SW	54,2	48,0	4,0	3,5	58,3	51,4	Crudo Pesado
	Otros Bloques Crudo Pesado <sup>2</sup>	46,8	40,8	36,2	31,0	83,0	71,8	Crudo Pesado
	Bloques Crudo Mediano y Liviano	53,3	49,0	29,8	27,4	83,1	76,4	Crudo Liviano Mediano Y Gas natural Asociado
	Bloques Gas Natural <sup>3</sup>	40,4	40,3	13,7	13,7	54,1	54,1	Gas Natural

	<b>Subtotal</b>	<b>206,2</b>	<b>187,4</b>	<b>83,8</b>	<b>75,6</b>	<b>290,0</b>	<b>263,0</b>	Crudo & Gas Natural
Perú	Crudo Liviano/Mediano y Gas Natural <sup>4</sup>	10,4	10,4	17,4	17,4	27,8	27,8	Crudo & Gas Natural
	<b>Total a 31 de diciembre 2015</b>	<b>216.6</b>	<b>197.8</b>	<b>101.2</b>	<b>93.0</b>	<b>317.8</b>	<b>290.8</b>	Crudo & Gas Natural
	Total a 31 de diciembre 2014	348.8	315.0	211.7	195.9	560.5	510.9	
	Diferencia	(132.2)	(117.2)	(110.5)	(102.9)	(242.7)	(220.1)	
	<b>Producción 2015</b>	<b>64.3</b>	<b>55.9</b>	<b>Total Reservas Incorporadas</b>		<b>(178.4)</b>	<b>(164.2)</b>	

+Notas:

1 .Ver "Conversión Bpe" en la sección de Avisos Precautorios, al final de este comunicado de prensa.

2. Incluye las propiedades, Cajua, Jaspe, Quifa Norte, Sabanero, Hamaca y Rio Ariari.

3 .Incluye el Campo La Creciente.

4 .Incluye los Bloques en tierra 131, 192 y el Bloque costa afuera Z1.

En la anterior tabla, Bruto se refiere a WI antes de regalías. Neto se refiere a WI después de regalías. Los números en la tabla pueden no sumar exactamente debido a las diferencias en el redondeo de las cifras.

## Actualización de las Actividades de Exploración

La actividad de exploración durante el 2015 estuvo primordialmente enfocada en la zona prolífera del centro y lo profundo de los Llanos en Colombia, adicionando un promedio de 14.591 bbl/d de producción de crudo liviano en el 2015. En el 2015, la Compañía perforó o fue socio en la perforación de 15 pozos exploratorios (incluyendo 11 pozos de evaluación) lo cual dio como resultado tres descubrimientos y la confirmación de diez descubrimientos previos para una tasa de éxito del 87%. Durante el cuarto trimestre del 2015 no se llevaron a cabo actividades de perforación.

## Acerca de Pacific:

*Pacific Exploration & Production Corp. 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 70 bloques de exploración y producción en varios países incluyendo Colombia, Perú, Guatemala, Brasil, Guyana, 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 & Production Corp. está comprometida con 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 difieran sustancialmente de las expectativas actuales incluyen, entre otros, los siguientes: la capacidad de la Compañía de continuar como empresa en funcionamiento; la volatilidad de los precios del mercado del petróleo y del gas natural; un continuo ambiente de precios deprimidos con el potencial de caídas adicionales; incumplimiento con las Líneas de Crédito y/o la Senior Notes de la Compañía debido a la violación de los convenios de las mismas; terminación anticipada de uno o más de los Acuerdos de Moratoria con los Prestamistas y/o del Acuerdo de Extensión con los Titulares de las Senior Notes; no obstante haber suscrito los Acuerdos de Moratoria con los Prestamistas y el Acuerdo de Extensión con los Titulares de las Senior Notes, ya sea por causa de las acciones de los titulares de las Senior Notes 2019 y Senior Notes 2025, o del fiduciario de cada una de las escrituras fiduciarias o de alguna otra manera; el impacto de los eventos de incumplimiento con respecto a las Líneas de Crédito, las Senior Notes 2019 y Senior Notes 2025 sobre otros contratos importantes de la Compañía, incluyendo pero no limitando a incumplimientos cruzados cuyo resultado sea la aceleración de importes pagaderos por ese motivo o la terminación de dichos acuerdos; imposibilidad de la Compañía de suscribir acuerdos con sus prestamistas para reestructurar la estructura de capital de la Compañía; la imposibilidad de satisfacer los términos o condiciones de cualquier acuerdo con los acreedores de la Compañía con respecto a una propuesta de reestructuración; cualquier impacto negativo sobre las actuales operaciones de la Compañía como resultado de alguna propuesta de reestructuración o la imposibilidad de lograr un acuerdo al respecto con los prestamistas; inhabilidad de satisfacer los términos y condiciones de alguno de los acuerdos de exención con los respectivos acreedores o cualquier otra exención, la imposibilidad de obtener extensiones adicionales a dichas exenciones, la imposibilidad de obtener exenciones sobre otros convenios, si y cuando se requieran; los términos de cualquiera de la exenciones, incluyendo el impacto sobre la Compañía con respecto a cualquiera de las restricciones impuestas en conexión con las exenciones mencionadas; imposibilidad de obtener recursos financieros adicionales con el fin de evitar la necesidad de acudir al amparo de las leyes de insolvencia y quiebra en una o más de las jurisdicciones de Canadá, los Estados Unidos, Colombia y/u otras jurisdicciones (o para evitar una petición involuntaria de quiebra o acción similar por parte de los acreedores en contra de la Compañía); las percepciones de los inversores sobre los prospectos de la Compañía y los prospectos de las industria del petróleo y gas en Colombia y otros países donde la Compañía opera y/o mantiene inversiones; expectativas sobre la capacidad de la Compañía de obtener capital y de manera continua adicionar reservas por medio de adquisiciones y desarrollo; inhabilidad de continuar cumpliendo con los requisitos de cotización en las bolsas en las cuales cotizan los títulos valores de la Compañía; el valor de los títulos de capital de Compañía reducidos a cero como resultado de la declaración de insolvencia y que dicho proceso en definitiva resulte en la cancelación de los títulos de capital de la Compañía; el efecto de la rebaja de la calificación crediticia de los negocios y operaciones de la Compañía; desarrollos políticos en Colombia, Perú, Guatemala, Brasil, Guyana y México; obligaciones inherentes a las operaciones de petróleo y gas; incertidumbres asociadas a los estimados de las reservas de petróleo y gas natural; competencia por, entre otros, capital, adquisición de reservas, terrenos no desarrollados y personal calificado; valoración incorrecta del valor de las adquisiciones y/o problemas pasados de integración; problemas geológicos, técnicos, perforación y procesamiento; fluctuaciones en la tasa de cambio de divisas o en las tasas de intereses y la volatilidad del mercado de valores; demoras en la obtención de permisos ambientales y otras licencias; incertidumbre sobre los estimados de capital y los costos operativos, estimados de producción y estimados de rendimiento económico; la posibilidad de que las actuales circunstancias difieran de los estimados y supuestos; incertidumbre con respecto a la disponibilidad y costos del financiamiento necesario en el futuro; cambios en las leyes sobre el impuesto a la renta o las leyes impositivas, principios contables y programas de incentivos relacionados con las industria de petróleo y gas; y otros factores analizados en la sección*

titulada "Factores de Riesgo" y en otras secciones del AIF de la Compañía fechado el 18 de marzo de 2016, radicado en SEDAR en [www.sedar.com](http://www.sedar.com). La información relacionada con las "reservas" o "recursos" también se considera información con miras al futuro ya que involucra una supuesta valoración basada en ciertos estimados y supuestos acerca de la producción rentable de los recursos y de las reservas descritas. Toda 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. 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 Senior, Relaciones con los Inversores  
+57 (1) 511-2298  
+507 (6) 620-51400

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

### **CONTACTO CON LOS MEDIOS:**

Tom Becker  
Sitrick & Company  
+1 (212) 573-6100