

# PACIFIC E&P

## INFORME DE GESTIÓN



*5 de noviembre de 2015*  
*Correspondiente al periodo de tres meses finalizado el*  
*30 de septiembre de 2015*



# MENSAJE PARA LOS ACCIONISTAS

La historia del 2015 ha sido y continúa estando enmarcada en un ambiente de bajos precios internacionales del petróleo. Los 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.

Mientras que durante el segundo trimestre de este año, el índice de precios arrojó una luz de esperanza sobre la industria, la caída de los precios en el tercer trimestre tomó por sorpresa tanto al mercado como a la industria. Por fortuna, de manera exitosa ejecutamos una estrategia de coberturas a principios del año que ha mitigado este inesperado evento con una significativa protección de los precios en el 2015. Combinado a la reducción sostenible de costos, el enfoque de la inversión y el mantenimiento de los niveles de producción, la Compañía se ha podido adaptar al ambiente de precios bajos y continúa produciendo petróleo de manera rentable.

Consistente con nuestros resultados de los dos primeros trimestres del año, me complace decirles que las operaciones de la Compañía en este entorno de precios bajos, continúan obteniendo resultados. Ustedes verán como en el tercer trimestre, la Compañía ha mantenido su iniciativa de reducir de costos operativos a niveles récord y continua controlando el gasto de G&A. Si bien estas reducciones no contrarrestan totalmente la caída significativa en los precios del crudo que comenzó a finales del 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 previsible del precio del crudo.

La Compañía continúa siendo activa con su estrategia de administración de pasivos. Sin embargo, nuestra expectativa de cerrar en el tercer trimestre la venta de nuestra participación patrimonial remanente en Pacific Midstream, no se ha materializado aún. Estaremos informado sobre el progreso de esta negociación según sea pertinente, ya que esta venta traería consigo un flujo de efectivo significativo al balance general. Igualmente, continuamos en el proceso de desinversión de activos no esenciales, los cuales son la venta de nuestra participación patrimonial en Puerto Bahía en 2016, y en el largo plazo un “farm-out” de una parte de nuestro portafolio de exploración. Focalizarnos en los activos de alto valor nos permitirá optimizar el uso de nuestros recursos.

Nuestra producción se mantuvo estable durante el tercer trimestre del 2015, obtuvimos volúmenes de nuestros activos en Colombia y Perú del orden de 152.915 bpe/d, incluyendo una contribución marginal proveniente de nuestra última adición del Bloque 192 en Perú. La producción continua en línea con nuestros planes internos y sobre nuestra meta de producción establecida para el 2015 entre 150 y 156 Mbpe/d, y representa un modesto crecimiento en comparación con el 2014.

La Compañía continúa focalizando su portafolio de producción en los activos de crudo mediano y liviano. Los descubrimientos exploratorios que hemos hecho en el 2014 en el Piedemonte Colombiano continúan proporcionando el crecimiento y la estabilidad de la producción en el mediano plazo. 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 finales del 2016.

Durante el tercer trimestre de 2015, obtuvimos ingresos de \$670 millones y generamos \$272 millones en EBITDA Ajustado y \$197 millones en el flujo de fondos de las operaciones. A pesar de la reducción en los precios del petróleo, nuestro netback operativo del

trimestre fue de \$30,57/bpe, beneficiándose de la reducción en los costos totales y la sólida posición de cobertura la cual a su vez generó mejores precios de realización.

Continuamos optimizando nuestras operaciones y logrando reducciones adicionales en los costos durante el trimestre. La Compañía obtuvo cifras récord 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 del 2015. Es posible lograr reducciones adicionales de costos y gastos administrativos en el 2016, como resultado de la reestructuración de los procesos de trabajo.

Registramos otros puntos positivos durante el trimestre. Estos incluyen, el movimiento hacia una posición de capital de trabajo positivo. Con exceso de efectivo en el balance general, continuamente evaluamos oportunidades para gestionar adicionalmente nuestra deuda y utilizar el escaso capital según proceda. Adicionalmente, los gastos en bienes de capital durante el trimestre fueron menores que el flujo de efectivo a pesar de que los gastos durante la primera mitad del año fueron mayores al flujo de efectivo, y continuamos por buen camino con respecto a mantener un flujo de efectivo aproximadamente neutral durante el año. Por último, vimos la adición de cinco nuevos miembros a la Junta Directiva, incluyendo representantes de dos de nuestros principales accionistas, aunque esto marcó la jubilación de 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 necesaria, nuestra estrategia financiera y de capital sigue orientada en mantener un balance general sólido por medio de: (1) mantener la reducción de costos operativos y de G&A; (2) la reducción de inversiones en bienes de capital para 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.

En síntesis, 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. A pesar del movimiento de toda la industria generado durante este trimestre, consistente en reducir el valor de los activos debido al entorno predominante 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. La Compañía está preparada para el largo plazo así como para aprovechar las oportunidades que se nos presenten y para enfrentar los retos que puedan surgir.

*Ronald Pantin*  
*Director Ejecutivo*  
*5 de noviembre de 2015*

# CONTENIDO

1.	TEMAS DESTACADOS DEL TERCER TRIMESTRE DEL 2015	1
2.	NETBACK OPERATIVO	4
3.	RESULTADOS OPERATIVOS	7
4.	RESULTADOS FINANCIEROS	13
5.	INFORME DEL ESTADO DE LOS PROYECTOS	20
6.	COMPROMISOS Y CONTINGENCIAS	22
7.	TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS	24
8.	INFORMACIÓN TRIMESTRAL SELECCIONADA	27
9.	POLÍTICAS CONTABLES	28
10.	CONTROLES INTERNOS	30
11.	PERSPECTIVAS FUTURAS	31
12.	REVELACIONES ADICIONALES	32
13.	MEDICIONES FINANCIERAS ADICIONALES	34
14.	POLÍTICAS DE SOSTENIBILIDAD	36
15.	RIESGOS E INCERTIDUMBRES	37
16.	ANUNCIO PRECAUTORIO	41
17.	ABREVIACIONES	42

## Notificación Legal – Información con Miras al Futuro y Declaraciones

Ciertas afirmaciones contenidas en este Informe de Gestión (“MD&A”) constituyen declaraciones con miras al futuro. A menudo, pero no siempre las declaraciones con miras al futuro usa palabras o frases como: “se espera”, “no se espera” “o es esperado”, “anticipa” o “no anticipa”, “planea” o “ha planeado”, “estima” o “ha estimado”, “proyecta” o “ha proyectado”, “pronostica” o “ha pronosticado”, “cree”, “tiene la intención”, “muy posiblemente”, “posible”, “probable”, “programado”, “posicionado”, “meta”, “objetivo”, o indicar que ciertas acciones, eventos o resultados “puedan”, “tal vez”, “podrían”, “van”, “pudieran” sucedan, ocurran o se logren. Dichas declaraciones con miras al futuro, incluyen pero no están limitadas a declaraciones respecto a niveles anticipados de producción, costos estimados y momento de los programas de trabajo planeados por parte de la Compañía, y la determinación de las reservas involucra riesgos conocidos y desconocidos, incertidumbres y otros factores que pueden causar que los niveles reales de producción, costos y resultados sean significativamente diferentes de los niveles de producción costos y resultados estimados, expresados o implícitos por dichas declaraciones con miras al futuro. La Compañía cree que las expectativas reflejadas en estas declaraciones con miras al futuro son razonables pero no se pueden garantizar que estas resulten acertadas y no se debe depender indebidamente de dichas declaraciones. Los factores que pueden causar que los resultados difieran de manera importante de aquellos anticipados en las declaraciones con miras al futuro se describen bajo el título “Riesgos e Incertidumbres”. Aunque la Compañía ha hecho el intento de tener en cuenta los factores importantes que puedan causar que los costos o resultados operativos difieran significativamente, puede haber otros factores imprevisibles que causen incrementos en los costos de los programas y resultados de la Compañía no sean los anticipados, estimados o propuestos.

Las declaraciones con respecto a las reservas de crudo y gas también se pueden considerar como información con miras al futuro en la medida que estas incluyen estimativos del crudo y gas que se encontraría si la propiedad es desarrollada. Los valores estimados presentados en este Informe de Gestión no representan el valor del mercado. Los estimativos de reservas e ingresos netos futuros para las propiedades individualmente pueden no reflejar el mismo nivel de confianza que los estimativos de las reservas e ingresos netos futuros de todas las propiedades, debido a los efectos de la agregación.

Para mayor información por favor referirse al Formulario de Información Anual de la Compañía fechado marzo 17 del 2015, disponible en [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

Este Informe de Gestión es una evaluación y análisis tanto de los resultados y de la situación financiera de la Compañía efectuada por la gerencia, y debe leerse conjuntamente con los Estados Financieros Interinos Consolidados y sus notas relacionadas para los tres y nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2015 y 2014. La información financiera es reportada en dólares de los Estados Unidos de América y de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) expedidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”) a menos que se indique lo contrario. Todos los porcentajes comparativos se refieren a los trimestres finalizados el 30 de septiembre de 2015 y el 30 de septiembre de 2014, a menos que se indique lo contrario.

Con el fin de proporcionar a los accionistas de la Compañía la más completa información en relación con potenciales inversiones futuras en bienes de capital, hemos suministrado estimativos de costos para proyectos que en algunos casos aún se encuentran en las primeras etapas de desarrollo. Dichos costos son solamente estimativos preliminares. Se contempla la posibilidad que los valores reales sean diferentes y las diferencias pueden ser sustanciales. Para mayor información sobre importantes inversiones en bienes de capital ver “Inversiones en Bienes de Capital” en la página 17.

Información adicional referente a la Compañía, incluyendo Estados Financieros Trimestrales y Anuales de la Compañía y el Formulario Anual, se ha presentado a las autoridades reguladoras de valores de Canadá y esta se encuentra disponibles en SEDAR en [www.sedar.com](http://www.sedar.com), SIMEV en [www.superfinanciera.gov.co/web\\_valores/Simev](http://www.superfinanciera.gov.co/web_valores/Simev), BOVESPA en [www.bmfbovespa.com.br](http://www.bmfbovespa.com.br) y en la página Web de la Compañía [www.pacific.energy](http://www.pacific.energy). La información disponible o de alguna otra manera accesible por medio de nuestra página de internet no forma parte de este Informe de Gestión y tampoco se incorpora al mismo por referencia.

Este informe de gestión fue preparado originalmente en idioma inglés y subsecuentemente traducido al español. En caso de cualquier diferencia entre la original y sus contrapartes traducidas, el documento en inglés prevalecerá y será considerado como la versión imperante.

# Temas Destacados del Tercer Trimestre del 2015

## Resumen Financiero y Operativo

(en miles de dólares US\$ excepto cifras por acción o según se indique)				Nueve meses finalizando Septiembre 30	
	T3 2015	T2 2015	T3 2014	2015	2014
<b>Actividades Operativas</b>					
Volumen de ventas promedio (bpe/d)	141.492	143.225	163.617	154.792	156.873
Ventas promedio crudo y gas (bbl/d)	139.270	132.417	148.790	145.323	145.513
Promedio venta crudo comercialización (bbl/d)	2.222	10.808	14.827	9.469	11.360
Promedio producción neta (bpe/d)	152.915	152.428	144.722	152.665	147.541
Promedio producción neta crudo (bbl/d)	143.028	144.455	134.453	143.855	137.096
Promedio producción neta gas (bpe/d)	9.887	7.973	10.269	8.810	10.445
Precio combinado (\$/bpe)	51,49	53,72	88,05	51,41	92,07
Netback combinado (\$/bpe)	30,57	32,64	55,08	28,28	60,44
Costo operativo combinado (\$/bpe)	20,92	21,08	32,97	23,13	31,63
Inversión en bienes de capital	154.281	185.043	645.312	565.358	1.624.454
<b>Financieros</b>					
Venta de crudo y gas (\$)	\$ 669.995	\$ 702.733	\$ 1.330.395	\$ 2.172.576	\$ 3.958.514
EBITDA Ajustado <sup>(1)</sup>	271.569	307.265	635.079	848.407	2.064.809
Margen EBITDA ajustado (EBITDA Ajustado/Ingresos)	41%	44%	48%	39%	52%
Por acción - básica (\$) <sup>(2)</sup>	0,87	0,98	2,02	2,71	6,55
Flujo de fondos de las operaciones <sup>(1)</sup>	197.203	168.546	606.214	522.632	1.611.472
Margen del Flujo de fondos de operaciones (flujo de fondos operacional / Ingreso)	29%	24%	46%	24%	41%
Por acción - básica (\$) <sup>(2)</sup>	0,63	0,54	1,93	1,67	5,11
(Pérdida) Utilidad neta de operaciones antes de deterioro y gastos exploratorios	(64.128)	(101.949)	200.619	(305.009)	868.913
(Pérdida) Utilidad neta <sup>(3)</sup>	(617.318)	(226.377)	3.484	(1.565.951)	351.251
Por acción - básica (\$) <sup>(2)</sup>	(1,97)	(0,72)	0,01	(5,00)	1,11

1. Ver "Mediciones Financieras Adicionales" en la página 34

2. El número básico promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación para el trimestre finalizado el 30 de septiembre de 2015 y 2014 fue de 313.255.053 y 314.707.053, respectivamente.

3. (Pérdidas) utilidades netas atribuibles a los titulares del capital accionario de la casa matriz.

## Detalle de los Resultados de las Transacciones de Crudo Gas y Crudo Comercializado

	Tres meses finalizados					
	Septiembre 30 2015			Septiembre 30 2014		
	Crudo & Gas	Crudo Comercializado	Total	Crudo & Gas	Crudo Comercializado	Total
Volumen vendido (bpe/d)	139.270	2.222	141.492	148.790	14.827	163.617
Precio Promedio Realizado (\$/bpe)	51,49	49,96	51,47	88,05	91,76	88,38
<b>Resultados Financieros (en miles de dólares US\$)</b>						
Ingresos	659.782	10.213	669.995	1.205.225	125.170	1.330.395
Costos de Operación Crudo & Gas	268.085	9.660	277.745	451.321	125.034	576.355
Costo de producción y compra de barriles vendidos	82.436	9.660	92.096	211.877	125.034	336.911
Costo de transporte (camiones y oleoducto) <sup>(1)</sup>	141.718	-	141.718	180.145	-	180.145
Costo diluyente	32.087	-	32.087	29.370	-	29.370
Otros Costos (incluye regalías pagadas en efectivo)	25.010	-	25.010	30.722	-	30.722
Overlift/Underlift	(13.166)	-	(13.166)	(793)	-	(793)
<b>Margen Bruto</b>	<b>391.697</b>	<b>553</b>	<b>392.250</b>	<b>753.904</b>	<b>136</b>	<b>754.040</b>

1. Para el tercer trimestre del 2015, el costo del transporte sobre bpe incluye \$16 millones de la participación de la Compañía en los ingresos de las inversiones patrimoniales en los oleoductos ODL y Bicentenario. Para mayor información ver Nota 17 de los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos.

## Temas Destacados del Tercer Trimestre del 2015

### Operacional

- La Compañía logró un récord de costos operativos subyacente de \$19,99/bpe y costos totales de operación (incluyendo Overlift y otros costos) de \$20,92/bpe, en comparación con \$23,71/bpe y \$21,08/bpe, respectivamente para el segundo trimestre de 2015.
- La producción neta promedio diaria después de regalías, fue de 152.915 bpe/d en el tercer trimestre del 2015, manteniéndose constante en comparación con los 152.428 bpe/d reportados en el trimestre anterior. La producción neta de este trimestre, representa un incremento del 6% en comparación con los 144.722 bpe/d del tercer trimestre del 2014, y está en línea con las metas establecidas por la Compañía (150.000 – 156.000 bpe/d).
- Para el 2015, la compañía logro mantener estables los niveles de producción del campo Rubiales, a pesar de la declinación del campo. La Compañía continúa optimizando pozos y facilidades con el fin de maximizar la producción, mientras reduce las inversiones de capital como anticipo a la aprobación del permiso relacionado con el agua procesada proveniente de Agrocascada. La producción del campo Rubiales representó 36% del total de la producción neta del tercer trimestre del 2015 y se continúa trabajando en el plan para devolverlo en junio de 2016.
- El 30 de agosto de 2015, la Compañía suscribió con Perúpetro S.A. un contrato de dos años para operar el Bloque 192, el bloque productor más grande del Perú. El Bloque actualmente produce aproximadamente 12.000 bbl/d con un promedio de 18° API. Con este bloque Pacific se convierte en el mayor productor de petróleo en el Perú.
- Durante el tercer trimestre del 2015, la Compañía recibió de parte de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (“ANLA”) las licencias para los campos Quifa Norte, Arrendajo y Curito. Adicionalmente, el ANLA dio inicio oficial al proceso de licenciamiento ambiental para los campos Guama, Rio Ariari y Llanos 19.

### Financiero

- El capital de trabajo neto al 30 de septiembre de 2015 mejoró a una posición positiva de \$117,7 millones en comparación con el capital de trabajo negativo de \$124,8 millones del final del segundo trimestre de 2015, lo anterior, como resultado de los esfuerzos de la Compañía para administrar el flujo de efectivo y reducir los gastos no esenciales.

- Los ingresos totalizaron \$670 millones, menores en comparación con el segundo trimestre del 2015, debido al menor volumen de ventas de comercialización. Los ingresos incluyen \$125 millones de ganancias realizadas por coberturas durante el trimestre. Las ventas promedio de crudo y gas (incluyendo comercialización) del tercer trimestre del 2015 fueron del orden de 141.492 bpe/d, un 14% menores en comparación con los 163.617 bpe/d del mismo período del 2014, y un 1% menos que los 143.225 bpe/d registrados en el segundo trimestre del 2015.
- El netback operativo combinado de crudo y gas para el tercer trimestre del 2015 fue de \$30,57/bpe, una disminución del 6% en comparación con los \$32,64/bpe reportados en el segundo trimestre del 2015. Esta reducción se atribuye principalmente al descenso de los precios del petróleo en los mercados internacionales, mientras que los costos operativos combinados se han mantenido estables.
- Los gastos de G&A se disminuyeron a \$53,1 millones en el tercer trimestre del 2015 en contraste con los \$97,0 millones reportados durante el tercer trimestre del 2014, debido a que la Compañía continúa reduciendo todo gasto y actividad no esencial en vista de la abrupta caída de los precios del petróleo.
- El EBITDA ajustado del tercer trimestre del 2015 fue de \$271,6 millones y el Flujo de Fondos fue de \$197,2 millones. El EBITDA ajustado se redujo en un 12% y el Flujo de Fondos aumentó en un 17% respectivamente, en comparación con el trimestre anterior.
- La pérdida neta del tercer trimestre del 2015 fue de \$617,3 millones, reflejando el impacto significativo de la reducción en los precios del crudo, sin embargo la utilidad neta operativa antes de ajustes por deterioro de activos y depreciación totalizó \$280 millones. Otros rubros importantes no monetarios que afectaron las utilidades del ejercicio fueron: ajuste por deterioro de activos, gasto por compensación en acciones, y pérdidas no realizadas en el cambio de divisas.
- Las inversiones en bienes de capital se redujeron a \$154,3 millones en el tercer trimestre del 2015 en comparación con los \$185,0 millones del segundo trimestre de 2015 y los \$645,3 millones del tercer trimestre del 2014. Las inversiones en bienes de capital continuarán siendo similares al flujo de efectivo, y las inversiones estarán concentradas principalmente en actividades de desarrollo de gran impacto y bajo riesgo

### *Exploración*

- Fueron perforados cuatro pozos exploratorios (incluyendo pozos estratigráficos y de evaluación) durante el trimestre, dando como resultado un descubrimiento y la confirmación de otros tres descubrimientos previos, para un índice de éxito exploratorio del 100%.
- Los éxitos exploratorios localizados principalmente en los Llanos Central y Profundo de Colombia han adicionado aproximadamente 14.000 bbl/d a la producción de crudo liviano durante los últimos nueve meses.

### *Gestión del Balance General*

- La Compañía obtuvo una renuncia por parte de sus prestamistas con respecto al “covenant” que exige a la Compañía mantener un patrimonio neto consolidado mayor a \$1 millardo. Estas renunciaciones se obtuvieron con 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. La renuncia del “covenant” fue apoyado en un 100% por el sindicato de prestamistas, el cual está conformado por 20 bancos locales e internacionales. Las renunciaciones entran en vigor inmediatamente y caducan el 28 de diciembre de 2015. Durante este período, la Compañía mantendrá discusiones con los bancos para abordar temas relacionados con el entorno de precios bajos.

# Netback Operativo

Nuestros costos operativos continuaron disminuyendo en el tercer trimestre del 2015 como resultado de las estrategias de racionalización de los costos de producción, la optimización de las operaciones de campo, también por la devaluación del peso colombiano frente el dólar americano.

## Netback Operativo – Crudo y Gas

El resumen de los netbacks operativos combinados reportados para los tres meses finalizados el 30 de septiembre de 2015, el 30 de junio de 2015 y el 30 de septiembre de 2014 se presenta a continuación:

	Tres meses finalizados						
	Septiembre 30 2015			Junio 30 2015			Septiembre 30 2014
	Crudo	Gas Natural	Combinado	Crudo	Gas Natural	Combinado	Combinado
Promedio de producción diaria vendida (bpe/día) <sup>(1)</sup>	129.591	9.679	139.270	124.416	8.001	132.417	148.790
<b>Netback operativo (\$/bpe)</b>							
Precio de venta de crudo y gas natural	52,94	32,17	51,49	55,04	33,34	53,72	88,05
Costo de producción de barriles vendidos <sup>(2)</sup>	6,77	1,98	6,43	9,33	2,23	8,90	15,48
Transporte (camiones y oleoducto) <sup>(3)</sup>	11,87	0,20	11,06	13,73	0,85	12,95	13,16
Costo de dilución	2,69	-	2,50	1,98	-	1,86	2,15
<b>Total costos operativos</b>	<b>21,33</b>	<b>2,18</b>	<b>19,99</b>	<b>25,04</b>	<b>3,08</b>	<b>23,71</b>	<b>30,79</b>
Otros costos <sup>(4)</sup>	1,08	-	1,01	0,70	0,07	0,66	1,14
Regalías pagadas en efectivo	0,85	2,18	0,95	0,56	2,05	0,65	1,10
Overlift/Underlift <sup>(5)</sup>	(1,10)	(0,11)	(1,03)	(4,20)	0,10	(3,94)	(0,06)
<b>Total costos operativos incluyendo overlift/underlift, regalías pagadas en efectivo y otros costos</b>	<b>22,16</b>	<b>4,25</b>	<b>20,92</b>	<b>22,10</b>	<b>5,30</b>	<b>21,08</b>	<b>32,97</b>
<b>Netback operativo de crudo y gas (\$/bpe)</b>	<b>30,78</b>	<b>27,92</b>	<b>30,57</b>	<b>32,94</b>	<b>28,04</b>	<b>32,64</b>	<b>55,08</b>

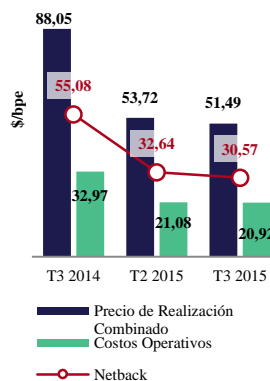
1. El netback operativo combinado se basa en el volumen promedio ponderado diario vendido, el cual incluye los diluentes necesarios para la mezcla del crudo pesado, excluye el volumen de crudo comercializado.
2. Los costos de producción principalmente incluyen costo de levantamiento y otros costos directos de producción tales como consumo de combustibles, energía tercerizada, transporte de fluido (crudo y agua), gastos de personal, entre otros.
3. Incluye los costos de transporte de crudo y gas por medio de oleoductos y carro tanques incurridos por la Compañía para llevar los productos al punto de entrega al cliente. Para el segundo y tercer trimestre de 2015, los costos de transporte incluyen la participación de la Compañía en los ingresos de las inversiones patrimoniales en los oleoductos ODL y Bicentenario.
4. Otros costos corresponden principalmente a la fluctuación de inventarios, costos de almacenamiento y el efecto neto de las coberturas de las divisas de los gastos operativos incurridos en pesos colombianos durante el período, y el mantenimiento de carreteras externas en los campos.
5. Corresponde al efecto neto de la posición del overlift por \$13 millones en ingresos durante el tercer trimestre del 2015 (ingresos de \$0,8 millones en el tercer trimestre del 2014)

Durante el trimestre, el precio promedio realizado descendió a \$51,49/bpe de los \$53,72/bpe del segundo trimestre del 2015, debido primordialmente al descenso de los precios del crudo desde un promedio de \$55,04/bbl a \$52,94/bbl. Los precios del gas natural también se redujeron desde un promedio de \$33,34/bpe en el segundo trimestre de 2015 a \$32,17/bpe en el tercer trimestre.

Los costos operativos combinados totales disminuyeron de \$21,08/bpe en el segundo trimestre a un promedio de \$20,92/bpe en el tercer trimestre. Los costos operativos combinados, incluyendo producción, transporte, y costos de dilución cayeron a \$19,99/bpe durante el trimestre desde \$23,71/bpe registrados en el segundo trimestre del 2015. La reducción del costo unitario en el trimestre es principalmente el resultado de la continua optimización de los costos operativos y la depreciación del 21% del peso colombiano versus el dólar americano. Durante el período se presentó la interrupción del Oleoducto Bicentenario durante 89,5 días; sin embargo la Compañía estuvo habilitada para el uso de la capacidad operacional disponible en el oleoducto OCENSA a costos unitarios comparables.

Durante el tercer trimestre del 2015, el netback operativo combinado de crudo y gas fue de \$30,57/bpe en comparación con los \$32,64/bpe registrados durante el segundo trimestre del 2015. El netback operativo del crudo fue \$30,78/bbl, 7% menos que el reportado durante el segundo trimestre del 2015 (\$32,94/bbl). Esta reducción en el netback operativo durante el tercer trimestre se atribuye principalmente al descenso de los precios internacionales del petróleo.

### NETBACK OPERATIVO COMBINADO



A continuación se resumen los netback operativos combinados de los nueve meses finalizados en septiembre de 2015 y 2014:

	Año a la fecha					
	Septiembre 30 2015			Septiembre 30 2014		
	Crudo	Gas Natural	Combinado	Crudo	Gas Natural	Combinado
<b>Promedio de producción diaria vendida (bpe/día) <sup>(1)</sup></b>	<b>136.561</b>	<b>8.762</b>	<b>145.323</b>	<b>135.130</b>	<b>10.384</b>	<b>145.514</b>
<b>Netback operativo (\$/bpe)</b>						
Precio de venta de crudo y gas natural	52,61	32,63	51,41	96,70	31,69	92,07
Costo de producción de barriles vendidos <sup>(2)</sup>	8,22	2,46	7,87	16,52	3,67	15,60
Transporte (camiones y oleoducto) <sup>(3)</sup>	12,39	0,60	11,68	14,70	(0,02)	13,65
Costo de dilución	2,14	-	2,01	2,45	-	2,28
<b>Total costos operativos</b>	<b>22,75</b>	<b>3,06</b>	<b>21,56</b>	<b>33,67</b>	<b>3,65</b>	<b>31,53</b>
Otros costos <sup>(4)</sup>	0,92	-	0,86	0,54	0,02	0,50
Regalías pagadas en efectivo	0,63	1,89	0,71	1,09	2,11	1,17
Overlift/Underlift <sup>(5)</sup>	0,01	(0,04)	-	(1,68)	(0,05)	(1,57)
<b>Total costos operativos incluyendo overlift/underlift, regalías pagadas en efectivo y otros costos</b>	<b>24,31</b>	<b>4,91</b>	<b>23,13</b>	<b>33,62</b>	<b>5,73</b>	<b>31,63</b>
<b>Netback operativo de crudo y gas (\$/bpe)</b>	<b>28,30</b>	<b>27,72</b>	<b>28,28</b>	<b>63,08</b>	<b>25,96</b>	<b>60,44</b>

Notas: Ver tabla netback operativo en la página 4.

Durante los nueve meses finalizados en septiembre de 2015, el netback operativo combinado de crudo y gas fue de \$28,28/bpe, \$32,16/bpe menos en comparación con el mismo período del 2014 (\$60,44/bpe). El netback operativo del crudo fue de \$28,30/bbl, \$34,78/bbl menos en comparación con el tercer trimestre del 2014 (\$63,08/bbl). La reducción en el netback se atribuye totalmente a la caída de los precios en los mercados internacionales del crudo, lo cual también dio como resultado menores precios realizados del orden de \$51,41/bpe de manera combinada para los nueve meses finalizados en septiembre 30 de 2015 en comparación con los \$92,07/bpe reportados en el mismo período del 2014. Al mismo tiempo la Compañía logró una reducción significativa en los costos operativos totales (incluyendo overlift/underlift y otros costos) de \$8,50/bpe, llegando a \$23,13/bpe. Las reducciones en los costos de campo se lograron por medio de un número de iniciativas, incluyendo la optimización de la fuerza laboral y la depreciación del 21% del peso colombiano versus el dólar americano.

## Netback de la Comercialización

Crudo Comercializado	Tres meses finalizados		
	Septiembre 30		Junio 30
	2015	2014	2015
Volumen promedio diario de ventas (bbl/d)	2.222	14.827	10.808
<b>Netback operativo (\$/bbl)</b>			
Precio de venta crudo comercializado	49,96	91,76	56,29
Costo de compra de crudo comercializado	47,26	91,66	53,63
<b>Netback operativo de crudo comercializado (\$/bbl)</b>	<b>2,70</b>	<b>0,10</b>	<b>2,66</b>

Durante el tercer trimestre del 2015 el total del volumen vendido en transacciones de comercialización descendió a 2.222 bbl/d de los 10.808 bbl/d del segundo trimestre de 2015. Los volúmenes para comercialización varían de acuerdo a 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 del 2015 arrojaron un netback de \$2,70/bbl en comparación con el netback de \$0,10/bbl registrado en el mismo período del 2014.



La naturaleza de nuestro negocio en la comercialización de crudo es oportunista y a menudo depende de la capacidad disponible después de realizar nuestros acuerdos de transporte por oleoducto. Nuestra habilidad de adquirir crudo con propósitos de comercialización nos permite utilizar cualquier capacidad disponible en virtud de nuestros acuerdos “take or pay” suscrito con los oleoductos, y de venderlo con un margen positivo con el fin de compensar las tarifas pagadas con respecto a dichos contratos. Igualmente, el negocio de comercialización arroja dos beneficios adicionales. En primer lugar, el crudo liviano y mediano comercializado también actúa como diluyente de nuestra producción de crudo pesado, colaborando así en la reducción global de los costos de dilución. En segundo lugar maximiza el volumen transportado bajo los acuerdos “take or pay” suscritos con los oleoductos, a su vez mejoramos nuestra posición de mercadeo y negociación con respecto a los embarques de exportación.



*Hemos aumentado significativamente nuestra producción de crudo liviano y mediano desde 2013 por medio de adquisiciones y descubrimientos exploratorios.*

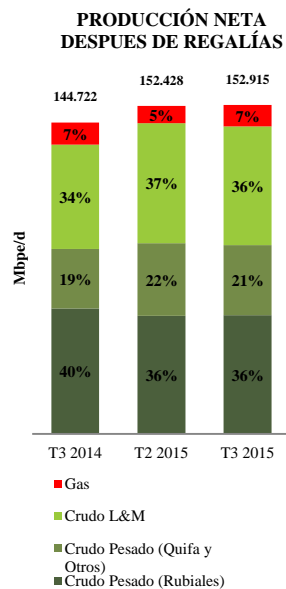
## Informe de Producción y Desarrollo

Durante el tercer trimestre del 2015, la producción neta promedio después de regalías y de consumo interno totalizó 152.915 bpe/d lo que representa un aumento del 0,3% frente al promedio de producción de 152.428 bpe/d reportada en el trimestre anterior, y fue mayor en 8.193 bpe/d en comparación al mismo trimestre en el 2014.

Hemos aumentado significativamente nuestra producción de crudo liviano y mediano por medio de adquisiciones selectivas y descubrimientos exploratorios. La producción de crudo liviano y mediano aumentó en un 14% con respecto al tercer trimestre del 2014 y se mantuvo constante con respecto al segundo trimestre del 2015 en 55.254 bbl/d. Parte del aumento corresponde a la producción del bloque 192 en Perú, que comenzó la producción el 30 de 2015. La producción de petróleo pesado de Quifa y otros campos aumentó 18% durante el tercer trimestre de 2015 comparado con el mismo período de 2014. La producción de crudo liviano y mediano, y crudo pesado (excluyendo el campo Rubiales) ahora representa el 36% y 21% respectivamente, de la producción total neta de crudo y gas, mientras que la producción del campo Rubiales representa el 36% de la producción total neta del trimestre, un menor porcentaje en comparación con el 40% reportado en el mismo período del 2014.

La siguiente tabla resalta la producción diaria promedio proveniente de todos los campos productores de la Compañía localizados en Colombia y Perú:

## Producción del Tercer Trimestre del 2015



	Producción Promedio (en bpe/d)						
	Producción total del campo		Participación antes de regalías <sup>(1)</sup>		Participación neta después de regalías		
	T3 2015	T3 2014	T3 2015	T3 2014	T3 2015	T2 2015	T3 2014
<b>Campos productores - Colombia</b>							
Rubiales / Piri	164.865	175.012	68.977	72.939	55.182	54.958	58.351
Quifa SO <sup>(2)</sup>	55.176	58.091	32.808	34.437	29.040	29.906	23.750
	<b>220.041</b>	<b>233.103</b>	<b>101.785</b>	<b>107.376</b>	<b>84.222</b>	<b>84.864</b>	<b>82.101</b>
<b>Otros Campos en Colombia</b>							
Crudo liviano y medio <sup>(3)</sup>	56.598	52.936	53.606	49.710	49.843	52.249	46.200
Gas <sup>(4)</sup>	10.945	11.412	9.887	10.269	9.887	7.973	10.269
Crudo pesado <sup>(5)</sup>	5.429	5.793	3.718	4.059	3.552	3.808	3.847
	<b>72.972</b>	<b>70.141</b>	<b>67.211</b>	<b>64.038</b>	<b>63.282</b>	<b>64.030</b>	<b>60.316</b>
<b>Total producción Colombia</b>	<b>293.013</b>	<b>303.244</b>	<b>168.996</b>	<b>171.414</b>	<b>147.504</b>	<b>148.894</b>	<b>142.417</b>
<b>Campos Productores en Perú</b>							
Crudo liviano y medio <sup>(6)</sup>	9.741	4.739	5.411	2.305	5.411	3.534	2.305
	<b>9.741</b>	<b>4.739</b>	<b>5.411</b>	<b>2.305</b>	<b>5.411</b>	<b>3.534</b>	<b>2.305</b>
<b>Total Producción Colombia y Perú</b>	<b>302.754</b>	<b>307.983</b>	<b>174.407</b>	<b>173.719</b>	<b>152.915</b>	<b>152.428</b>	<b>144.722</b>

1. La participación antes de regalías es neta del consumo interno del campo y antes del PAP del campo Quifa SO.
2. La participación de la Compañía antes de regalías en el campo Quifa SO es del 60% y disminuye según una cláusula de precios altos (PAP) la cual asigna producción adicional a Ecopetrol S.A. ("Ecopetrol").
3. Principalmente incluye Cubiro, Cravoviejo, Casanare Este, Canaguaro, Guatiquia, Casimena, Corcel, CPI Neiva, Cachicamo, Arrendajo y otros campos productores. Incluye la participación del campo Cubiro adquirida de LAEFM Colombia Ltda. ("LAEFM") efectiva el 1 de abril de 2014 según la transacción cerrada el 12 de agosto de 2014, el cual produjo 3.626 bbl/d, la Compañía se encuentra en el proceso de desinvertir su participación en los bloques Moriche, Las Quinchas, Guasimo, Chipalo y Cerrito. Algunas inversiones pueden estar sujetas a aprobación por parte de Ecopetrol o de la Agencia Nacional de Hidrocarburos ("ANH").
4. Incluye los campos La Creciente, Dindal / Río Seco, Cerrito, Carbonera y Guama.
5. Incluye los campos Cajúa, Sabanero, CP6, Río Ariari, Prospecto S y Prospecto D.
6. Incluye 1.415 bbl/d de producción en posesión de la Compañía durante el segundo y tercer trimestre de 2015, con respecto a la cuenta por cobrar pendiente de pago por parte de BPZ Exploración y Producción S.L.R. ("BPZ"). También incluye el Bloque 192 operado desde el 30 de agosto de 2015, con 12.000 bbl/d de producción bruta bajo condiciones normales.

## Colombia

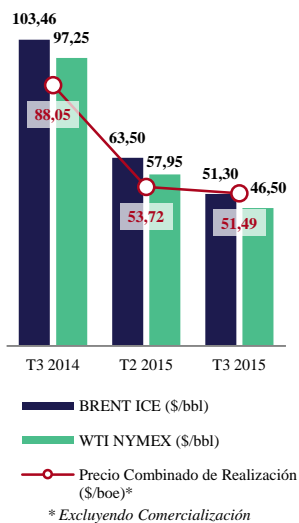
La producción neta después de regalías en Colombia aumentó a 147.504 bpe/d (293.013 bpe/d producción total del campo) durante el tercer trimestre del 2015, de 142.417 bpe/d (303.244 bpe/d producción total del campo) en el mismo trimestre del 2014, este total disminuyó levemente en comparación con el segundo trimestre del 2015. Este año, la producción, sobre la base trimestral se mantuvo relativamente estable tanto en la producción de crudo liviano/mediano como en la producción de crudo pesado, sin embargo la producción de crudo mediano/liviano ha aumentado año tras año, compensando así el descenso en la producción de crudo pesado.

El incremento en la producción se vio contrarrestado por el descenso del 5% en la producción neta del campo Rubiales en comparación con el mismo período del 2014. La reducción de la producción del campo maduro Rubiales se debió principalmente a las restricciones que pesan sobre la capacidad de disposición de agua como resultado de la demora que presenta la aprobación de los permisos requeridos por el proyecto de irrigación de agua Agro cascada.

## Perú

La producción en Perú corresponde a una participación del 49% en el Bloque Z-1, una participación del 30% en la operación del descubrimiento Los Ángeles en el Bloque 131 y el contrato de operación en el Bloque 192. La producción neta después de regalías del tercer trimestre del 2015 en Perú fue de 5.411 bbl/d, esta incluye la producción adicionada por el Bloque 192 del orden de 1.607 bbl/d, así como el aumento de 204 bbl/d en el Bloque Z-1, y el aumento de 66 bbl/d. en el Bloque 131.

### PRECIOS



## Ventas, Comercialización y Sistema de Precios

La siguiente tabla presenta el promedio diario de crudo y gas producido y disponible para la venta, los volúmenes de comercialización vendidos, y los respectivos precios realizados y los precios internacionales:

Colombia y Perú	Promedio volumen de venta y precio		
	T3 2015	T2 2015	T3 2014
Crudo (bbl/d)	132.492	127.738	138.667
Gas (bpe/d)	9.679	8.001	10.123
Crudo comercializado (bbl/d)	2.222	10.808	14.827
<b>Total barriles vendidos (bpe/d)</b>	144.393	146.547	163.617
Ventas de activos E&E (en bpe/d) <sup>(1)</sup>	(2.901)	(3.322)	-
<b>Barriles netos vendidos (en bpe/d)</b>	141.492	143.225	163.617
<b>Precios de Realización</b>			
Precio de realización de crudo (\$/bbl)	52,94	55,04	92,14
Precio de realización de gas (\$/bpe)	32,17	33,34	31,95
Precio de realización combinado crudo y gas \$/bpe (excluye comercialización)	51,49	53,72	88,05
Precio realizado crudo comercializado \$/bbl	49,96	56,29	91,76
<b>Precio Referencia Mercado</b>			
WTI NYMEX (\$/bbl)	46,50	57,95	97,25
BRENT ICE (\$/bbl)	51,30	63,50	103,46
Precio regulado Guajira Gas (\$/MMBtu) <sup>(2)</sup>	5,08	5,08	5,66
Precio promedio gas natural Henry Hub (\$/MMBtu)	2,73	2,74	3,95

1. Incluye las ventas provenientes de los activos de exploración y evaluación.

2. Las ventas domésticas de gas natural tiene como referencia el precio del mercado Market Reference Price ("MRP") para el gas producido en el campo La Guajira. Referencia: Circulares oficiales 002 y 090 del 2014, Comisión de Regulación de Energía y Gas ("CREG").

Durante el tercer trimestre del 2015, las ventas de crudo y gas totalizaron 141.492 bpe/d, lo cual representa un descenso del 14% en comparación con los 163.617 bpe/d registrados durante el mismo período del 2014. En adición, la Compañía pago un overlift de aproximadamente 231 MMbbl durante el trimestre, resultando en menores ventas frente a la producción.

El petróleo crudo y gas combinada precio realizado para el tercer trimestre de 2015 alcanzó \$51,49/bpe, inferior en \$2,23/boe en comparación con el segundo trimestre de 2015 y menor por \$36,56/bpe menor en comparación con el mismo período de 2014. El precio realizado combinado de \$51,49/bpe, incluye \$9.79/bpe de posiciones de cobertura por precio del petróleo realizadas durante el trimestre. Ver detalles adicionales la sección de cobertura en los precios del petróleo en la página 18.

En el tercer trimestre del 2015, los precios cayeron en comparación con los precios registrados en el segundo trimestre del 2015 y el tercer trimestre del 2014. De acuerdo con la US Energy Information Administration, varios factores contribuyeron a los menores precios, incluyendo inquietudes sobre el crecimiento económico en los mercados emergentes, las expectativas de mayor exportación de crudo desde Irán, y el continuo crecimiento de los inventarios mundiales.

Durante el tercer trimestre del 2015 el precio del WTI NYMEX cayó en \$11,45/bbl (20%) promediando \$46,50/bbl en comparación con el promedio de \$57,95/bbl del segundo trimestre del 2015. Igualmente, el precio del ICE BRENT disminuyó en \$12,20/bbl (19%) a \$51,30/bbl de los \$63,50/bbl en el segundo trimestre del 2015.

En comparación con el tercer trimestre del 2014, el precio del WTI NYMEX disminuyó en \$50,75/bbl (52%) desde los \$97,25/bbl, promediando así \$46,50/bbl. Igualmente, el ICE BRENT disminuyó en \$52,16/bbl (50%) a \$51,30/bbl de los \$103,46/bbl registrados en el tercer trimestre del 2014.

## Análisis e Información Actualizada de la Exploración

Durante el tercer trimestre del 2015, la Compañía perforó o fue socio en la perforación de un pozo exploratorio y tres pozos de evaluación en Colombia y Papúa Nueva Guinea. Todos los pozos encontraron hidrocarburos rentables, lo cual representa una tasa de éxito del 100% para el período y de 87% del año a la fecha (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, extendiendo el potencial futuro de esta oportunidad aún más hacia el suroeste. Dos de los pozos de evaluación fueron perforados en los Llanos Profundos en Colombia y uno fue perforado en Papúa Nueva Guinea.

	Tres meses finalizados Septiembre 30		Nueve meses finalizados Septiembre 30	
	2015	2014	2015	2014
Pozos exploratorios exitosos	1	4	5	7
Pozos de evaluación exitosos <sup>(1)</sup>	3	5	8	18
Pozos estratigráficos exitosos	-	2	-	3
Pozos secos	-	3	2	11
<b>Total</b>	<b>4</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>39</b>
<b>Índice de éxito</b>	<b>100%</b>	<b>79%</b>	<b>87%</b>	<b>72%</b>

1. Incluye pozos de evaluación horizontales.

## Información Actualizada de la Exploración en el Tercer Trimestre del 2015

### *Brasil*

#### ***Bloques S-M-1165 y S-M-1102, Cuenca Santos: Porcentaje de Participación del 35%***

Construyendo en base a los éxitos alcanzados con la perforación de exploración y evaluación en Echidna y Kangaroo en junio del 2015 Karoon Petróleo e Gás Ltda (Operador) presentó a la ANP una modificación del actual “Plan de Evaluación Kangaroo” (PAD sigla en inglés). El PAD modificado, aprobado en agosto de 2015 por la entidad regulatoria de petróleo y gas en el Brasil, ANP, comprende compromisos en firme que deben ser completados para finales de diciembre de 2018, y compromisos contingentes, los cuales si se completan en su totalidad extenderían el PAD hasta el 2020. Los compromisos en firme incluyen dos pozos de evaluación en el área Emu/Echidna, adquisición y procesamiento de sísmica 3D sobre la totalidad del área del PAD. Los compromisos contingentes comprenden hasta cuatro pozos en Kangaroo, Emu/Echidna, o Bilby, cada uno de los cuales extiende el PAD por seis meses. Se espera que la perforación de evaluación en Echidna defina de mejor manera los recursos y los factores de recuperación – un primer paso necesario para la definición del programa escalonado de evaluación y desarrollo. La decisión sobre el sistema de producción temprana se tomará después de realizar la perforación de evaluación en el 2016 en Emu/Echidna.

### *Perú*

#### ***Bloque 131: Participación 30%***

Las pruebas extensas en el campo Los Ángeles continuaron durante el tercer trimestre. Se han producido en total más de 1.077 Mbbl de petróleo de 45° API. Los Ángeles 1X, Los Ángeles Noi 3X y Los Ángeles 2CD han producido más de 734 Mbbl, 296 Mbbl y 47 Mbbl de petróleo respectivamente.

### *Colombia*

#### ***Bloque Guatiquía: Participación 100%***

Durante el tercer trimestre del 2015, el pozo Ceibo-2 fue perforado y completado en las Arena Inferior 1. La perforación del pozo se inició el 12 de julio de 2015 y alcanzó la profundidad total de 12.175,5 pies MD en la formación Gacheta el 3 de agosto de 2015. El análisis petrofísico indica 37,5 pies de zona productora neta en la Formación Arena Inferior 1, 16,1 pies de zona productora neta en la Formación Guadalupe Superior y 5,8 pies de zona productora neta en la Formación Mirador. El pozo se completó en la Arena Inferior 1 y desde el 17 de Agosto de 2015 el pozo ha producido más de 88 Mbbl de petróleo de 20,3° API a una tasa promedio de 1.957 bbl/d con 1,4% BSW y GOR de 53 scf/bbl a través de un obturador de 3 pulgadas y una bomba electrosumergible operando a 53 Hz.

La perforación del pozo Avispa-6 se inició el 31 de agosto de 2015, alcanzando una profundidad total TD de 12.450 pies MD el 23 de septiembre de 2015. No se realizaron registros eléctricos de manera que no hay interpretación petrofísica, y la resolución de los datos MWD hace difícil determinar si existe contacto agua-petróleo. La zona productora se encuentra en la Formación LS1A, con hasta 58 pies de zona productora en un escenario de contacto agua-petróleo, hasta un máximo de 68 pies en un escenario de petróleo en roca. Las pruebas se iniciaron el 7 de octubre de 2015 y continúan en el presente.

### ***Bloque Corcel: Participación 100%***

Durante el tercer trimestre de 2015, el pozo de evaluación Espadarte-2 inició la prueba de la formación Guadalupe Inferior. La perforación de este pozo se inició el 26 de marzo de 2015 alcanzando una profundidad total de 12.840 pies MD en la Formación Gacheta el 24 de abril de 2015. En Guadalupe Inferior se calcularon 12 pies de zona productora según la evaluación petrofísica realizada dentro de un intervalo bruto de 17 pies, sin evidencia de contacto de fluido. Esto es correlacionado y consistente con los resultados vistos en el pozo Espadarte-1. Este intervalo recuperó crudo de 24° API en una prueba de fluido MDT con un corte de agua del 77%. Del 3 al 10 de septiembre de 2015, Guadalupe Inferior fue probada. Un total de 298 barriles de petróleo de 27,7° API y 1.107 barriles de agua fueron recuperados usando levantamiento artificial. La tasa promedio en las 12 horas finales fue de 70 bbl/d de petróleo con 51% de corte de agua a través de un obturador de 2 pulgadas.

La perforación del pozo Zural-1 se inició el 7 de junio de 2015, y alcanzó una profundidad total de 12.779 pies MD en la Formación Gacheta el 6 de julio de 2015. El pozo Zural-1 está localizado aproximadamente a 1 kilómetro del pozo Espadarte-1 en un cerramiento estructural diferente. En el intervalo de las Arenas Inferiores, la evaluación petrofísica sugiere la presencia de 30 pies de zona productora neta potencial. En Guadalupe Inferior se encontraron 19 pies de zona productora neta. La prueba del intervalo de la Arena Inferior se llevó a cabo entre el 19 y 20 de julio de 2015 donde se recuperaron 3.067 barriles de agua. Subsecuentemente, la Guadalupe Inferior fue probada con tubería enrollada y nitrógeno para levantamiento artificial entre el 30 de julio y el 1 de agosto de 2015. Se recuperaron en total 1.194 barriles de petróleo de 32° API y 488 barriles de agua. Durante el período el pozo produjo a una tasa promedio de 643 bbl/d de petróleo y con corte de agua del 29% a través de un obturador de 2 pulgadas. Después de esta prueba a corto plazo, el pozo fue completado con una bomba electro-sumergible. Hasta la fecha, el pozo ha producido 29 Mbbbl de petróleo a un corte de agua promedio de 35% y GOR de 62 pc/bbl a través de un obturador de 1 pulgada.

### ***Bloque Guama: Participación 100%***

Después de cerrar los pozos Pedernalito-1X y Cotorra-1X, se reabrió el pozo Manamo-1X para pruebas extensas el 8 de julio de 2015, las pruebas se realizaron durante el tercer trimestre, los volúmenes promediaron 1,5 MMcf/d de gas y 55 bbl/d de condensado de 54° API y sin corte de agua en un obturador de 10/64". La producción de gas y condensado se maneja comercialmente desde las recientemente instaladas facilidades de producción de Guama.

### ***Papúa Nueva Guinea***

En el tercer trimestre de 2015, la evaluación del pozo Triceratops-3 alcanzó una profundidad total de 2.090 metros (6.856 pies) MDRT el 13 de agosto de 2015. El pozo fue probado en el pozo abierto y fluyó gas a 17,1 MMcf/d y condensado en un promedio de 200 bbl/d. Volúmenes de flujo estabilizados se obtuvieron durante varios intervalos de cinco horas y se midieron a través de un obturador de 72/64" con la corriente limitada por tubería.

La Compañía se ha retirado de las licencias PRL-39 y PPL-475 en Papúa Nueva Guinea, después de dicha retirada la Compañía ya no tendrá ningún bloque o interés en Papúa Nueva Guinea.

El derecho de la Compañía a retirarse de las licencias PRL 39 y PRL 475 está en línea con el acuerdo de "farm-in" de julio de 2012, en virtud del cual la Compañía adquirió un interés bruto de 12,903226% en estos contratos por \$115 millones de dólares a InterOil y los titulares de intereses minoritarios. Bajo el acuerdo "farm-in" del 2012, InterOil pagará a la Compañía \$96 millones (donde los intereses minoritarios contribuirán en \$30 millones), a partir de los ingresos netos de efectivo de la venta comercial de petróleo recuperado o producido de PRL-15 y en cualquier caso, a más tardar el sexto aniversario de la fecha de retiro.

## Transacciones y Adquisiciones Farm-in y Farm-out

### *Pacific E&P Suscribió el Acuerdo de Operación del Bloque 192 en el Perú*

La Compañía por intermedio de su subsidiaria totalmente propia, Pacific Stratus Energy Del Perú S.A., obtuvo por parte de Perupetro S.A. un contrato de dos años para operar el Bloque 192, iniciando operaciones el 30 de agosto de 2015.

El Bloque, el cual es el mayor bloque productor en el Perú está localizado en la altamente prolífica Cuenca Marañón Norte, adyacente a la frontera internacional Perú-Ecuador. El bloque ha estado en producción durante 40 años y tuvo una producción acumulada de 725 MMbbl a finales de 2013. Actualmente produce aproximadamente 12.000 bbl/d y representa el 17% de la producción total del Perú.

La remuneración para la Compañía bajo el acuerdo está basada en un cálculo de la acumulación del factor R, el cual le otorga a la Compañía un porcentaje mayor de la producción inicial y declina en la medida que se recupera la inversión.

### *Ofertas Farm-out Optimización del Portafolio*

En el 2014, se identificaron los bloques que no encajan con la estrategia corporativa; en 2015, la Compañía inició el proceso de oferta con las partes interesadas. Ofertas de licitación se han recibido y se está evaluando actualmente.



## 4

## Resultados Financieros

## Ingresos

(en miles de US\$)	Tres meses finalizados Septiembre 30		Nueve meses finalizados Septiembre 30	
	2015	2014	2015	2014
Ventas netas de crudo y gas	\$ 659.782	\$ 1.205.225	\$ 2.039.461	\$ 3.657.429
Ingreso por crudo de comercialización	10.213	125.170	133.115	301.085
<b>Total Ingreso</b>	<b>\$ 669.995</b>	<b>\$ 1.330.395</b>	<b>\$ 2.172.576</b>	<b>\$ 3.958.514</b>
\$ por bpe crudo y gas	51,49	88,05	51,41	92,07
\$ por bbl crudo comercialización	49,96	91,76	51,49	97,09
<b>\$ Total ingreso promedio por bpe</b>	<b>\$ 51,47</b>	<b>\$ 88,38</b>	<b>\$ 51,41</b>	<b>\$ 92,43</b>

El siguiente es un análisis de los direccionales de ingresos por precio y volumen del tercer trimestre del 2015 en comparación con el mismo período del 2014:

	Tres meses finalizados en Septiembre 30			
	2015	2014	Diferencia	% Cambio
Total bpe vendidos (Mbpe)	13.017	15.053	(2.036)	-14%
Precio promedio combinado - crudo, gas y crudo comercialización (\$/bpe)	51,47	88,38	(36,91)	-42%
<b>Total Ingresos</b>	<b>669.995</b>	<b>1.330.395</b>	<b>(660.400)</b>	<b>-50%</b>

## Direccionadores del disminución del ingreso

Debido al volumen	\$ (179.902)	27%
Debido al precio	(480.498)	73%
	<b>\$ (660.400)</b>	

Los ingresos para el tercer trimestre del 2015 fueron del orden de \$670 millones, un descenso del 50% en comparación con los ingresos del mismo trimestre del 2014 de \$1.330 millones. Este descenso es el resultado de los menores precios realizados y los menores volúmenes comercializados.

Los ingresos de los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2015, fueron \$2.173 millones, un 45% por debajo de lo registrado en el mismo período del 2014, con ingresos de \$3.959 millones. Este descenso es el resultado de la caída significativa en los precios globales del crudo.

## Costos Operativos

(en miles de US\$)	Tres meses finalizados Septiembre 30		Nueve meses finalizados Septiembre 30	
	2015	2014	2015	2014
Costo de producción de barriles vendidos	\$ 82.436	\$ 211.877	\$ 312.265	\$ 619.722
Por bpe	6,43	15,48	7,87	15,60
Costo de transporte <sup>(1)</sup>	141.718	180.145	463.282	542.179
Por bpe <sup>(1)</sup>	11,06	13,16	11,68	13,65
Costo de dilución	32.087	29.370	79.796	90.582
Por bpe	2,50	2,15	2,01	2,28
Otros costos	12.880	15.664	34.199	19.878
Por bpe	1,01	1,14	0,86	0,50
Regalías pagadas en efectivo	12.130	15.058	28.082	46.286
Por bpe	0,95	1,10	0,71	1,17
Overlift/Underlift	(13.166)	(793)	121	(62.318)
Por bpe	(1,03)	(0,06)	-	(1,57)
<b>Costos operativos</b>	<b>\$ 268.085</b>	<b>\$ 451.321</b>	<b>\$ 917.745</b>	<b>\$ 1.256.329</b>
<b>Promedio costos operativos por bpe</b>	<b>\$ 20,92</b>	<b>\$ 32,97</b>	<b>\$ 23,13</b>	<b>\$ 31,63</b>
Tarifa take or pay Bicentenario por la capacidad de transporte interrumpido	51.722	21.921	81.999	75.625
Por bpe	4,04	1,60	2,07	1,90
Costo compra de crudos comercializados	9.660	125.034	126.423	299.407
Por bbl	47,26	91,66	48,90	96,55
<b>Costos Totales</b>	<b>\$ 329.467</b>	<b>\$ 598.276</b>	<b>\$ 1.126.167</b>	<b>\$ 1.631.361</b>

- Para los tres y nueve meses finalizados al 30 de septiembre de 2015, los costos de transporte en base a un bpe incluye la participación de \$16 millones y \$36 millones respectivamente en ingresos de las inversiones patrimoniales en los oleoductos ODL y Bicentenario. Ver la Nota 17 de los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos para mayor información.



Los costos operativos del tercer trimestre del 2015 totalizaron \$329 millones, incluyendo la participación de la Compañía de \$16 millones en ingresos de las inversiones patrimoniales en los oleoductos ODL y Bicentenario y \$52 millones (\$4,04 bpe) en tarifas netas “Take or Pay” pagadas al oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. (“**Bicentenario**”) cuando la capacidad no estuvo disponible. El oleoducto Bicentenario fue suspendido en todo el tercer trimestre, debido a los problemas de seguridad. La Compañía utilizó una combinación de la capacidad disponible en el oleoducto OCENSA, más camiones para mover el petróleo a los puertos de exportación.

Los costos operativos excluyendo las tarifas pagadas por suspensión de capacidad de oleoducto fueron \$268 millones disminuyendo en \$183 millones en comparación con los \$451 millones registrados durante el mismo período del 2014. La reducción en costos fue el resultado de las estrategias de optimización de costos adoptadas en respuesta al ambiente de bajos precios del crudo y en la depreciación del peso colombiano con respecto al dólar americano en un 21% registrada durante el trimestre.

Adicionalmente, los costos de compra del crudo para comercialización disminuyeron de \$125 millones en el tercer trimestre del 2014 a \$10 millones en el tercer trimestre del 2015, debido principalmente al menor volumen de ventas.

## Agotamiento, Depreciación y Amortización

(en miles de US\$)	Tres meses finalizados Septiembre 30		Nueve meses finalizados Septiembre 30	
	2015	2014	2015	2014
Agotamiento, depreciación y amortización	\$ 344.577	\$ 407.280	\$ 1.148.735	\$ 1.165.625
\$ ventas por bpe (Productos propios)	26,89	29,75	28,95	29,34

Los costos de DD&A para el tercer trimestre del 2015 fueron del orden de \$345 millones en comparación con los \$407 millones registrados durante el mismo período del 2014. El descenso del 15% se debió principalmente a los menores volúmenes de ventas en el período y al cambio del estimado en el DD&A del campo Rubiales para reflejar de una mejor forma la expiración del contrato en junio de 2016. El DD&A unitario para el tercer trimestre del 2015 fue de \$26,89/bpe, un 10% mayor a la cifra de \$29,75 /bpe reportada en el tercer trimestre del 2014.

## Deterioro y gastos exploratorios

(en miles de US\$)	Tres meses finalizados Septiembre 30		Nueve meses finalizados Septiembre 30	
	2015	2014	2015	2014
Deterioro y gastos exploratorios	\$ 568.013	\$ -	\$ 1.016.980	\$ -
\$ ventas por bpe (Productos propios)	44,33	-	25,63	-

La Compañía evalúa al final de cada período del informe si existen indicios provenientes de fuentes de información, tanto internas como externas, de que un activo o unidad generadora de efectivo (“UGE”) y el goodwill puedan estar deteriorados. La información que la Compañía considera incluye los cambios en el mercado, el ambiente económico y legal en el cual opera la Compañía y otros factores que están fuera de su control y que afectan el monto recuperable del crudo y gas, el valor de las propiedades de exploración y producción y el goodwill. Durante los tres meses finalizados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía como resultado de la actualización de ciertos supuestos incluyendo los precios del crudo y gas, las tasas de descuento, las reservas y recursos de hidrocarburos, la producción y costos, registró un cargo total por deterioro antes de impuestos de \$430 millones. (\$879 millones para los nueve meses finalizados en septiembre 30 de 2015).

Adicionalmente, la Compañía reconoció gastos exploratorios de \$138 millones para los tres y nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2015, relacionados con los activos de exploración en Guyana y Papúa Nueva Guinea.

## Gastos Generales y Administrativos

(en miles de US\$)	Tres meses finalizados Septiembre 30		Nueve meses finalizados Septiembre 30	
	2015	2014	2015	2014
Gastos generales y administrativos	\$ 53.079	\$ 97.040	\$ 159.088	262.344
\$ ventas por bpe	4,08	6,45	3,76	6,13

Los gastos generales y administrativos (“G&A”) disminuyeron a \$53 millones en el tercer trimestre del 2015 de los \$97 millones reportados durante el mismo período del 2014, debido principalmente a las estrategias de optimización de costos. Los gastos G&A por bpe se redujeron en \$2,37/bpe a \$4,08 /bpe de los \$6,45/bpe registrados en el tercer trimestre del 2014.

Como parte de su estrategia de adaptación al ambiente de precios bajos, la Compañía implementó importantes medidas de reducción de costos a finales del 2014 las cuales continúan en el 2015. Se espera que esto reduzca de manera significativa el nivel total del G&A en el 2015 en comparación con el 2014.

## Gastos Financieros y Cambio de Moneda Extranjera

(en miles de US\$)	Tres meses finalizados Septiembre 30		Nueve meses finalizados Septiembre 30	
	2015	2014	2015	2014
Gastos financieros	\$ 71.954	\$ 61.412	\$ 228.929	\$ 187.562

Los gastos financieros incluyen las obligaciones financieras de la Compañía, con respecto a préstamos bancarios, Senior Notes, líneas de créditos rotativos, préstamos de capital de trabajo, arrendamientos financieros y comisiones de las cartas de crédito, netos con los ingresos por intereses recibidos. Para el tercer trimestre del 2015, los gastos financieros totalizaron \$72 millones en comparación con los \$61 millones registrados en el mismo período del 2014. El aumento en los gastos financieros se debió principalmente a la emisión en septiembre del 2014 de Senior Notes adicionales no garantizadas y un crédito rotativo utilizado a comienzos del 2015.

(en miles de US\$)	Tres meses finalizados Septiembre 30		Nueve meses finalizados Septiembre 30	
	2015	2014	2015	2014
(Pérdidas) Ganancia por cambio de moneda extranjera	\$ (71.887)	\$ (22.841)	\$ (113.081)	\$ (10.972)

El dólar americano es la moneda funcional de la Compañía. Las pérdidas o ganancias en el cambio de divisas son primordialmente el resultado del movimiento del peso colombiano (“COP”) versus el dólar americano. Una porción significativa de las inversiones en bienes de capital, gastos operativos, activos y pasivos incurridos por la Compañía son denominados en COP. Durante el tercer trimestre del 2015, el COP se devaluó con respecto al dólar americano en un 20% en comparación con la devaluación del 8% registrada durante el mismo período del 2014. El cambio de moneda extranjera en el tercer trimestre del 2015 representó una pérdida de \$72 millones en comparación con una pérdida de \$23 millones registrada en el mismo período del 2014. La pérdida en el cambio de divisas en el tercer trimestre del 2015 se debió principalmente a pérdidas no realizadas en la conversión de los saldos denominados en COP al dólar americano.

## Gastos por Impuesto a las Ganancias

(en miles de dólares US\$)	Tres meses finalizados Septiembre 30		Nueve meses finalizados Septiembre 30	
	2015	2014	2015	2014
Gasto por impuesto sobre la renta corriente	\$ (12.124)	\$ (7.898)	\$ (42.317)	\$ (268.133)
Gasto por impuesto sobre la renta diferido	46.317	(171.580)	150.162	(100.200)
<b>Total recuperación (gasto) por impuesto sobre la renta</b>	<b>\$ 34.193</b>	<b>\$ (179.478)</b>	<b>\$ 107.845</b>	<b>\$ (368.333)</b>

La tasa impositiva combinada del impuesto sobre la renta en Canadá fue del 26,5% durante el tercer trimestre del 2015 y 2014.

La tasa impositiva legal en Colombia para el tercer trimestre del 2015 fue del 39% (2014: 34%), la cual incluye la tasa general del impuesto sobre la renta del 25% y el impuesto a la equidad (“**CREE**”) del 14% (2014: 9%). El Congreso de Colombia promulgó nuevas tasas corporativas de impuesto en los ingresos recibidos en Colombia que son del 39% en el 2015, 40% en el 2016, 42% en el 2017, y 43% en el 2018. A partir del 1 de enero del 2019 la tasa impositiva corporativa será reducida al 34%. Adicionalmente, el Congreso introdujo un nuevo impuesto temporal al patrimonio basado en el patrimonio neto, efectivo a partir del 1 de enero del 2015, 2016, y 2017; al 1,15%, 1,00% y 0,40% respectivamente.

La tasa estatutaria del impuesto sobre la renta en Perú fue del 28% y del 30% para el trimestre finalizado el 30 de septiembre de 2015 y 2014 respectivamente. La tasa del impuesto sobre la renta en Perú para el Bloque Z-1 fue del 22% para el trimestre finalizado el 30 de septiembre de 2015 y 2014 respectivamente. El gobierno peruano instauró importantes reformas tributarias el 31 de diciembre de 2014, incluyendo una reducción en las tasas tributarias corporativas generales del 28% para el 2015 – 2016; 27% para el 2017 – 2018; y 26% para los años fiscales del 2019 en adelante.

La tasa impositiva efectiva acumulativa de la Compañía (gastos por impuesto sobre la renta como un porcentaje de las utilidades netas antes del impuesto sobre la renta) fue del 5,2% para el tercer trimestre del 2015; la tasa impositiva efectiva acumulativa fue del 98,3% para el mismo período del 2014. La tasa impositiva efectiva de la Compañía difiere de la tasa estatutaria debido principalmente a lo siguiente:

- Gastos que no son deducibles para propósitos tributarios (tales como la compensación basada en acciones, pérdidas y ganancias en el cambio de moneda extranjera, y otros gastos no deducibles tanto en Canadá como en Colombia);
- Gastos corporativos que resultan en pérdidas fiscales trasladables a ejercicios posteriores, pero para las cuales no se han reconocido activos por impuestos diferidos ni recuperaciones por impuestos diferidos. Cuando la Compañía razonablemente puede esperar utilizar esas pérdidas en el futuro, los activos por impuestos diferidos y las correspondientes recuperaciones por impuestos diferidos podrán ser reconocidas, lo cual reduciría los gastos por impuestos a las ganancias.
- Fluctuaciones del cambio de moneda extranjera. La moneda funcional y de reporte de la Compañía es el dólar americano; sin embargo, el cálculo del gasto por impuesto a la renta está basado en los ingresos en la moneda de país de origen; ej., Colombia, donde primordialmente se encuentran localizados los activos de la Compañía. Como resultado, la base impositiva de estos activos esta denominada en COP y los saldos de impuestos diferidos relacionados continuamente se ven sujetos a las fluctuaciones de cambio US-COP para los propósitos de las NIIF; y
- La depreciación del peso colombiano frente al dólar americano del 20,8% durante el tercer trimestre del 2015 dio como resultado un gasto por impuesto a la renta diferido no realizado estimado en \$223,5 millones. En comparación, la Compañía registró \$93,8 millones en recuperación de impuestos sobre la renta diferidos no realizados durante el mismo período del 2014 como resultado de la revaloración del peso colombiano frente al dólar americano del 7,8%.

Excluyendo el efecto de las fluctuaciones anteriormente mencionadas del cambio de moneda extranjera, la tasa impositiva efectiva de la Compañía sería del 38,9% y la Compañía tendrían una recuperación de impuestos para los tres meses finalizados el 30 de septiembre de 2015:

(en miles de dólares US\$)	Tres meses finalizados Septiembre 30		Nueve meses finalizados Septiembre 30	
	2015	2014	2015	2014
Devaluación de los COP frente U.S. dólar (%)	(20,8)%	(7,8)%	(30,5)%	(5,3)%
(Pérdida) Utilidad neta antes de impuestos	\$ (663.210)	\$ 182.638	\$ (1.674.643)	\$ 718.229
Gasto de impuesto sobre la renta	(12.124)	(7.898)	(42.317)	(268.133)
Impuesto sobre la renta diferido recuperado	46.317	(171.580)	150.162	(100.200)
Total recuperación (gasto) impuesto de renta reportado	34.193	(179.478)	107.845	(368.333)
Efecto excluido de devaluación del COP	223.531	93.786	363.397	69.965
Total gasto impuesto de renta (recuperación) excluyendo los efectos anteriores	257.724	(85.692)	471.242	(298.368)
Tasa efectiva de impuestos excluyendo el efecto de revaluación del COP	38,9%	46,9%	28,1%	41,5%

El impuesto al patrimonio estimado para el 2015 es de \$39,1 millones. Según la base impositiva, la Compañía tiene un pasivo estimado para el año fiscal 2015 y por lo tanto en el presente año, no hará una provisión para años futuros, según la NIC 37 y la CINIIF 21.

## Inversiones en Bienes de Capital

(en miles de dólares US\$)	Tres meses finalizados Septiembre 30		Nueve meses finalizados Septiembre 30	
	2015	2014	2015	2014
Instalaciones de producción <sup>(1)</sup>	\$ 24.789	\$ 157.210	\$ 85.272	\$ 380.095
Actividades de exploración <sup>(2)</sup>	46.271	134.671	153.388	387.658
Facilidades tempranas y otros	1.793	58.936	3.642	128.560
Perforaciones de desarrollo	73.213	268.424	287.065	647.829
Otros proyectos	8.215	26.071	35.991	80.312
<b>Total inversiones de capital</b>	<b>\$ 154.281</b>	<b>\$ 645.312</b>	<b>\$ 565.358</b>	<b>\$ 1.624.454</b>

1. Para el 2014, incluye la inversión en Maurel and Prom Colombia B.V. donde la Compañía posee una participación del 49,999%.
2. Las actividades de exploración del tercer trimestre del 2015 incluyen perforación, sísmica y otros gastos de geofísica en Colombia, Perú, Brasil y Papúa Nueva Guinea.

Las inversiones en bienes de capital durante el tercer trimestre del 2015, totalizaron \$154 millones, un descenso de \$491 millones en comparación con los \$645 millones registrados en el mismo período del 2014. Un total de \$25 millones se invirtieron en la expansión y construcción de infraestructura de producción principalmente en los campos Rubiales, Quifa SO, Cubiro, Casimena y en los campos del bloque Z-1; \$46 millones se invirtieron en actividades de exploración incluyendo perforación, sísmica y otras actividades de geofísica en Colombia, Perú, Brasil y Papúa Nueva Guinea; \$2 millones fueron invertidos en facilidades, \$73 millones se invirtieron en perforación de desarrollo; y \$8 millones en otros proyectos.

En vista del débil entorno del precio de los “commodities”, hemos recortado significativamente nuestros programas de inversión en bienes de capital de manera que aproximadamente corresponda con los flujos de efectivo. Nuestro portafolio de activos diversificados posee la flexibilidad y los componentes discrecionales que nos permiten reducir los gastos en bienes de capital mientras se mantiene el crecimiento de la producción. (Ver la Sección 11 “Perspectivas Futuras” página 31). Adicionalmente la Compañía también ha tenido éxito en la obtención de una reducción significativa de sus compromisos de inversión en bienes de capital de exploración a la ANH, de \$231 millones a finales de 2014 a aproximadamente \$115 millones a partir de la fecha de este informe.

La siguiente tabla representa las inversiones en bienes de capital en las adquisiciones realizadas durante el período:

(en miles de dólares US\$)	Tres meses finalizados Septiembre 30		Nueve meses finalizados Septiembre 30	
	2015	2014	2015	2014
Contratos Farm-in y Otros <sup>(1)</sup>	\$ -	276.779	\$ -	289.279
<b>Total en inversión en bienes de capital para nuevas adquisiciones</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 276.779</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$ 289.279</b>

1. Para los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2014, incluye la inversión en bienes de capital de \$12 millones para adquirir el 50% del porcentaje de participación en el bloque en tierra Tinigua en Colombia

## Posición Financiera

### Deudas e Instrumentos de Crédito

Las siguientes deudas se encuentran pendientes al 30 de septiembre de 2015:

### Senior Notes No Garantizadas

La Compañía mantiene un número de Senior Notes no garantizadas en circulación, con un capital agregado a pagar de \$4,1 millardos al 30 de septiembre de 2015. Estas Senior Notes se encuentran en la Lista Oficial de la Bolsa de Valores de Luxemburgo, y son garantizadas por las principales subsidiarias operativas de la Compañía. La fecha de vencimiento de las Senior Notes comprende desde el 2019 al 2025 y la tasa de interés fluctúa entre el 5,125% y el 7,25%, pagadero semestralmente.

De acuerdo con los contratos que rigen las Senior notes, los “covenants” financieros prohíben incurrir en deuda adicional por encima de 3,5 veces la deuda consolidada versus el EBITDA o limitan la capacidad de la Compañía a incurrir en deuda adicional, con sujeción a varias excepciones incluyendo ciertas transacciones de refinanciación.

Las Senior Notes representan casi el 75% de la deuda pendiente.

### *Facilidades de Crédito Rotativo*

El 5 de febrero y el 13 de marzo de 2015, la Compañía retiró, \$100 millones y \$900 millones respectivamente, de la Línea de Crédito Rotativo no garantizado de \$1 millardo y del Acuerdo de Garantía (la “**Facilidad de Crédito Rotativo**”). La Compañía utilizó el monto retirado para pagar las líneas de crédito de capital de trabajo a corto plazo por un total de \$383,8 millones. Como resultado de este retiro y el repago de la deuda, la Compañía aumentó su efectivo en caja en \$516,2 millones y ahora el siguiente repago de capital vence en octubre del 2016.

El 3 de marzo de 2015, la Compañía acordó con su sindicato de prestamistas modificar la Facilidad de Crédito Rotativa. Bajo los términos modificados de la Línea de Crédito el índice de apalancamiento consolidado permitido a la Compañía (Deuda a EBITDA Ajustado) se incrementó de 3,5:1,0 a 4,5:1,0 con base en un promedio móvil de cuatro trimestres. Los otros dos convenios financieros no fueron modificados, a saber: (1) el 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 activos totales menos pasivos totales, excepto los de las filiales excluidas, Pacific Midstream Ltd. y Pacific Infrastructure Ventures Inc.

Bajo los acuerdos de la Facilidad de Crédito Rotativo y las otras facilidades de crédito de la Compañía, los convenios de índice de apalancamiento son “convenios basados en mantenimiento” lo que significa que la Compañía debe mantener el cumplimiento con las métricas financieras con el fin de evitar el incumplimiento técnico en sus acuerdos de préstamo. Para fines prácticos, estos se revisan trimestralmente en base a los últimos doce meses. Si en algún momento, no se cumplen los índices de financiación de deuda, esto podría resultar en una caducidad parcial o total de los plazos de la deuda, restringir la capacidad de la Compañía de asumir deuda adicional o llevar a cabo ciertas operaciones M&A, sujeto a varias excepciones.

La Compañía cumplió con el “covenant” de la cobertura de interés y deuda EBITDA ajustado pactos al 30 de septiembre de 2015, incluyendo: (1) cobertura de intereses real en 4,14 veces y (2) deuda EBITDA ajustado de 4,35 veces.

El 29 de septiembre, 2015, la Compañía obtuvo una renuncia temporal de sus acreedores bajo la línea de crédito rotativo con respecto al patrimonio neto consolidado de \$1 millardo, que expirara el 28 de diciembre de 2015. El patrimonio neto consolidado de la Sociedad el 30 de septiembre de 2015, tal como se calcula la línea de crédito (activos totales menos pasivos totales, excepto los de las filiales excluidos, siendo Pacific Midstream Ltd. y Pacific Infrastructure Ventures, Inc.), fue \$629 millones. La Compañía ha cumplido con los “covenants” remanentes para los cuales la renuncia no aplica.

### *Cartas de Crédito*

Al 30 de septiembre de 2015, la Compañía había emitido cartas de crédito y garantías con respecto a compromisos operacionales y de exploración por un total aproximadamente de \$324 millones.

## **Cobertura de los Precios del Crudo**

En el tercer trimestre, los ingresos realizados por concepto de coberturas de petróleo ascienden a \$125,5 millones. Esto es equivalente un aumento de \$10,53/bbl en el precio de venta del crudo realizado durante el trimestre. En los nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2015, las ganancias acumuladas realizadas de la cobertura en el precio del petróleo ascienden a \$156,6 millones.

Al 30 de septiembre de 2015, la Compañía tenía derivados del precio del petróleo para 8,7 millones de barriles para el cuarto trimestre del 2015, con precios tope promedio de \$57,04/bbl para ventas de WTI y \$61/bbl para ventas de Brent. La Compañía continúa siendo activa en la administración de su portafolio de coberturas y está reaccionando con respecto a las condiciones del mercado, con el propósito de aumentar sus volúmenes cubiertos en el 2016 mientras aprovecha las condiciones cambiantes del mercado, en especial alzas momentáneas y episodios de aumento en la volatilidad que afectan el sistema relativo de precios Put/Call. El momento y la flexibilidad al ejecutar sus transacciones de cobertura son instrumentales para aprovechar las oportunidades en los mercados débiles. Por medio de su sólida estrategia de gestión del portafolio la Compañía busca elevar sus volúmenes cubiertos al 40% en la primera mitad de 2016.

## Datos de Acciones en Circulación

### *Acciones Ordinarias*

El número de acciones ordinarias emitidas y en circulación reportado al 3 de noviembre de 2015, es 316.094.858

La Compañía no tiene acciones sujetas a restricciones de cuenta recaudadora o acuerdos de grupo.

### *Opciones sobre Acciones y Garantías sobre Acciones*

Al 3 de noviembre de 2015, no había garantías sobre acciones en circulación. 16.634.617 opciones sobre acciones estaban en circulación, todas estas eran ejercibles. Al 28 de mayo de 2014, la Junta Directiva se comprometió a no otorgar más opciones sobre acciones y a cambio implementó un Plan de Unidades de Acciones Diferidas (“DSU”) para empleados elegibles.

### *Unidades de Acciones Diferidas*

Al 3 de noviembre de 2015, había 6.285.278 DSU’s en circulación. Las DSU’s son instrumentos liquidados en efectivo que hacen un seguimiento del precio de las acciones ordinarias y se pagan a los participantes elegibles al momento de su jubilación, renuncia o terminación desde la Compañía.

### *Liquidez y Recursos de Capital*

El flujo de fondos aportados por las actividades operativas durante el tercer trimestre del 2015 totalizaron \$197,2 millones (tercer trimestre del 2014: \$606,2 millones). El aumento en el flujo de fondos durante el tercer trimestre del 2015 comparado con el mismo período del 2014 fue el resultado de la caída de los precios del crudo.

Al 30 de septiembre de 2015, la Compañía poseía un capital de trabajo positivo de \$118 millones, compuesto principalmente por \$489 millones en efectivo y equivalentes en efectivo, \$10 millones en efectivo restringido, \$662 millones en cuentas por cobrar, \$37 millones en inventario, \$190 millones en impuestos recuperables, \$7 millones en gastos prepagados, \$145 millones por activos de gerencia de riesgo compensado por \$1.220 millones en cuentas por pagar y pasivos estimados, \$150 millones del producto neto de ingresos diferidos, \$35 millones en el pasivo por gerencia de riesgo, \$1 millón en impuesto de renta por pagar, y \$16 millones de la parte corriente de las obligaciones de los arrendamientos financieros

La Compañía suscribió un acuerdo para la venta de seis millones de barriles de crudo durante un período de seis meses que se entregarán en seis partes iguales a partir de octubre 2015. Los términos del acuerdo incluyen un pago inicial de \$150 millones para pagar parcialmente el monto total esperado por la Compañía durante el contrato de venta del crudo. Los precios finales de los volúmenes entregados se determinarán con base en los precios de referencia al momento de la entrega.

Tal como se anunció a principios del 2015, la Compañía realizó ajustes a su plan de negocios para el 2015 con el fin de reflejar los menores precios del crudo y los pronósticos de flujo de efectivo para el año. La Compañía cree que podrá financiar su plan de inversiones de capital utilizando los flujos de caja generados internamente

Ver “Riesgos e incertidumbres” en la página 33 para mayor información relacionada con las incertidumbres de negocios y estructura de capital.

## Informe del Estado de los Proyectos

La siguiente es una actualización del estado y participación actual de la Compañía en los costos incurridos en sus principales proyectos, al 30 de septiembre de 2015

Proyectos	Proyectos financiados por	A Septiembre 30 2015		
		Costos totales para completar el proyecto	Costos incurridos hasta la fecha	Costos esperados a incurrir
Oleoducto Bicentenario	Combinación de capital y deuda	747.001	716.019	30.982
Proyecto de transmisión de línea de energía -PEL	Combinación de capital y deuda	241.600	232.511	9.089
Tratamiento de agua para el desarrollo agrícola	Combinación de capital y deuda	170.000	91.000	79.000
Proyecto puerto Bahía	Combinación de capital y deuda	250.733	235.739	14.994
		<b>\$ 1.409.334</b>	<b>\$ 1.275.269</b>	<b>\$ 134.065</b>

### *Oleoducto Bicentenario*

Al 30 de septiembre del 2015, la Fase Uno del proyecto había sido concluida y se habían bombeado aproximadamente 31 MMbbl a través del oleoducto. Durante el presente trimestre el oleoducto transportó a una tasa promedio de 4.700 bbl/d. El proyecto de la estación de carga de camiones en Araguaney entro en operación y se encuentra operando normalmente con una capacidad de 40.000 bbl/d.

### *PEL – Proyecto de Línea de Transmisión de Energía*

La línea de transmisión eléctrica PEL inició operaciones el 20 de enero de 2014 y al 30 de septiembre de 2015 la línea había transmitido 1.407 MWh a los campos Rubiales y Quifa, al oleoducto ODL y a la Subestación Jagüey con un índice de disponibilidad del 99,9%. A la fecha de este reporte las subestaciones Quifa y Jagüey se encuentran concluidas, y operan normalmente. La subestación Corocora se encuentra concluida en un 51% y el resto de su construcción se pospuso hasta el 2016.

Los estudios fueron completados para aumentar la capacidad de transmisión de PEL de 192 MW a 262 MW y los resultados y soluciones fueron aprobados por la Empresa de Energía de Bogotá, y la Unidad de Planeación Minero Energética (“UPME”), sujeta a ciertas mejoras que se deben realizar en la red nacional con anterioridad a su implementación. La conclusión del proyecto está programada para el 2017 y permitirá el desarrollo futuro de la Cuenca de los Llanos.

### *Proyecto GNL Flotante en el Caribe*

A septiembre del 2015, y debido al actual ambiente en los mercados del crudo, el proyecto ha sido diferido.

La barcaza de regasificación está siendo construida en Nantong, China con una fecha estimada de entrega para la segunda mitad del 2016 a un costo total de \$178 millones. La Compañía ha transferido su participación en la barcaza de regasificación a Exmar a cambio de no ejercer su opción del 10% en el capital del proyecto de GNL en el Caribe.

La Compañía trabaja conjuntamente con Exmar NV para determinar opciones para el desplazamiento de la barcaza de GNL (FLNG Caribbean) a una locación alternativa en los mercados internacionales.

Sobre la base de una evaluación realizada por la Compañía, un deterioro de \$40 millones se ha reconocido para el tercer trimestre en línea con las normas contables IFRS.

### ***Bloque CPE-6***

A finales del 2014, se concluyó la Fase 1 de la construcción de las facilidades, suministrando la infraestructura requerida para manejar 25.000 bbl/d de capacidad nominal de fluido y con una capacidad de procesamiento de crudo de 8.000 bbl/d. La producción durante el tercer trimestre de 2015 generada por ocho pozos de exploración y evaluación promediaba aproximadamente 1.238 bbl/d (producción total bruta). La Compañía por medio de un acuerdo suscrito con el socio iniciará una campaña de perforación en el bloque durante el cuarto trimestre de 2015, y actualmente la Compañía lleva a cabo un análisis cuyo objetivo es confirmar la viabilidad económica y operacional a largo plazo y el potencial de desarrollo del bloque CPE-6 el cual contiene una gran cantidad de crudo en sitio.

### ***Proyecto AgroCascada: Tratamiento de Agua para el Fomento de la Agricultura***

Al 30 septiembre de 2015, se concluyó la construcción de la primera planta de tratamiento de agua por ósmosis inversa. El proceso de licenciamiento para la concesión de agua se encuentra en curso ante la autoridad ambiental local (“Cormacarena”). Al 30 de septiembre de 2015, la Compañía radicó estudios adicionales requeridos por esta autoridad y se espera la aprobación de los permisos durante el cuarto trimestre de 2015.

Este proyecto representa un planteamiento novedoso para la disposición de agua en Colombia. Traerá beneficios a los productores de crudo en términos de menores costos operativos y extenderá la vida económica de los pozos petroleros, y al mismo tiempo es un excelente ejemplo del “Valor Compartido” con las comunidades, ya que representa desarrollo social sostenible en las áreas que requieren desarrollo. En el desarrollo futuro el concepto será replicado por la Compañía en campos petroleros con altas tasas de producción de agua

Se espera que AgroCascada entre en operación durante el primer trimestre del 2016, dependiendo de la aprobación de los permisos requeridos.

### ***Pacific Infrastructure: Terminal Puerto Bahía***

La Compañía posee una participación de capital del 41,65% en Pacific Infrastructure Venture Inc. (“Pacific Infrastructure”), una compañía privada la cual actualmente desarrolla Puerto Bahía, una terminal de exportación de crudo localizada en la Bahía de Cartagena en Colombia. Puerto Bahía será desarrollada en tres fases: i) una capacidad de almacenaje de 1,7 MMbbl de crudo y productos de crudo, un muelle para navíos de hasta 80K DWT, una estación de carga y descarga para camiones con una capacidad de hasta 30 Mbbl/d y un puente fijo; ii) capacidad de almacenaje adicional de hasta 3 Mbbl, un muelle adicional para navíos de hasta 150K DWT e instalaciones para el manejo de barcazas con una capacidad de hasta 45 Mbbl/d; y iii) un terminal de líquidos con capacidad para hasta 4 Mbbl, contenedores y una plataforma de muelles de 300 metros de longitud, para el manejo de materiales secos.

En mayo de 2015, se obtuvo la aprobación del Ministerio de Minas y Energía. El puerto inició operaciones en junio del 2015, recibiendo carro tanques y un buque tanque con 136.000 barriles de nafta. El 28 de agosto de 2015, el evento de inauguración oficial se llevó a cabo con la presencia del Vicepresidente de Colombia y de otras Autoridades Regionales y Nacionales.

Al 30 de septiembre de 2015, las actividades de construcción presentan el siguiente progreso: el terminal de líquidos había alcanzado el 98%, la estación de carga y descarga de camiones el 97% y el puente fijo fue concluido en su totalidad 100%, y el terminal multipropósitos para el manejo de carga a granel presenta un progreso del 99%. A la fecha de este reporte, la Compañía inició operaciones en el muelle norte del terminal de líquidos y completó el muelle seco del terminal multipropósitos.

Las operaciones de Puerto Bahía generan nuevas oportunidades que están siendo actualmente analizadas, y están relacionadas con el manejo de petróleo y otros productos para la Refinería de Cartagena. La cual comenzó operaciones en octubre de 2015.



### Revisión Tributaria en Colombia

Actualmente la Compañía tiene un número de declaraciones de impuestos bajo revisión por parte de las autoridades fiscales de Colombia (“DIAN”).

La DIAN ha revalorado oficialmente varias declaraciones del impuesto al valor agregado (“IVA”), con base en el argumento de que el volumen de petróleo producido y utilizado para consumo interno en ciertos campos de Colombia debió haber estado sujeto al IVA. Al 30 de septiembre de 2015, el nuevo monto revalorado, incluyendo intereses y multas, se estima en \$36 millones, de los cuales, la Compañía estima que \$22 millones podrían ser asumidos por otras compañías con participación en contratos petroleros. La Compañía no está de acuerdo con la revaloración de la DIAN y se ha presentado una apelación oficial. Varios otros períodos fiscales hasta el 2011 con respecto del IVA sobre el consumo de petróleo están actualmente bajo revisión de la DIAN. Para los períodos bajo revisión, si prevaleciera el punto de vista de la DIAN, la Compañía estima que el IVA, incluyendo intereses y multas, puede oscilar entre \$14 millones y \$76 millones. De los cuales, la Compañía estima estén en un rango entre \$7 millones y \$39 millones que podrían ser asumidos por otras compañías con participación en contratos petroleros.

La Compañía continua utilizando petróleo producido para consumo interno, lo cual es una práctica aceptada de la industria petrolera en Colombia.

Los montos reportados en las disputas respecto al IVA corresponden a un participación del ciento por ciento (100%) en los bloques; de este total, la Compañía calcula que \$22 millones podrían ser asumidos por las otras compañías con participación en los contratos petroleros.

La DIAN también está revisando ciertas deducciones del impuesto sobre la renta con respecto al beneficio fiscal especial para activos petroleros que cumplen los requisitos, al igual que otros gastos de exploración. Al 30 de septiembre de 2015, la DIAN ha revalorado \$56 millones de impuestos adeudados, incluyendo los intereses y multas estimadas, con respecto a las deducciones rechazadas.

Al 30 de septiembre de 2015, la Compañía cree que la disputa con la DIAN con respecto al IVA y las deducciones del impuesto sobre la renta rechazadas será resuelta a su favor. Por lo tanto, no se ha efectuado provisión alguna en los estados financieros.

### *Impuesto al Patrimonio*

El Congreso de Colombia introdujo un nuevo impuesto al patrimonio, con vigencia a partir del 1 de enero de 2015, el cual se calcula sobre la base imponible (patrimonio neto) en exceso de COP\$1 millardo (\$0,4 millones) al 1 de enero del año. Las tasas aplicables para el 1 de enero del 2015, 2016 y 2017 son del 1,15%, 1,00% y 0,40%, respectivamente. De acuerdo con la tasa imponible, la Compañía ha acumulado un pasivo para el año fiscal 2015. De conformidad con la NIC 37 y la CINIIF 21, en el presente año la Compañía no ha realizado una provisión para años futuros. El impuesto al patrimonio a pagar en el 2015 se estimó en \$39,1 millones, y fue contabilizado como un gasto en el estado de resultados. En mayo del 2015, la Compañía realizó el primer pago de \$20,5 millones y en septiembre del 2015 realizó el segundo pago de los \$18,6 millones restantes.

### Regalías por Precios Altos en Colombia

Actualmente la Compañía conduce negociaciones con la ANH con respecto a la interpretación de la cláusula de participación por precios altos en ciertos contratos. Ver “Desacuerdo PAP con la ANH” en la página 32 para mayor información relacionada con esta contingencia.

## Calificación Crediticia Mínima Requerida

La Compañía tiene un contrato de cesión con Transporte Incorporado S.A.S. (“**Transporte Incorporado**”) una compañía colombiana propiedad de un fondo de patrimonio privado internacional no relacionado. Transporte Incorporado posee una participación del 5% en el capital accionario y un derecho de capacidad en el oleoducto OCENSA en Colombia. Bajo el contrato de cesión, la Compañía tiene derecho a utilizar la capacidad de Transporte Incorporado para el transporte de crudo a través del oleoducto OCENSA por un pago fijo mensual hasta el 2024. De conformidad con el acuerdo de cesión, la Compañía está obligada durante la duración del acuerdo a mantener una calificación crediticia mínima de Ba3 (Moody’s), que se incumplió en septiembre de 2015, cuando Moody’s bajó la calificación crediticia de la Compañía a B3. Como resultado de la baja en la calificación y de acuerdo con el contrato de cesión, previa notificación a la Compañía, Transporte Incorporado tendría el derecho de terminación temprana del contrato de cesión y exigir a la Compañía a pagar una cantidad determinada de conformidad con el contrato, el cual se estima en \$129 millones. La Compañía no ha recibido notificación por Transporte Incorporado, y el 1 de octubre de 2015, la Compañía recibió una renuncia de Transporte Incorporado de su derecho de terminación temprana por un período de 45 días hasta el 14 de noviembre de 2015. La Compañía continúa realizando pagos mensuales y actualmente se encuentra en negociación con Transporte Incorporado con respecto a los términos del acuerdo y el requisito mínimo de calificación crediticia. No se ha reconocido ninguna provisión los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos al 30 de septiembre de 2015 en relación con el incumplimiento del requisito de calificación crediticia.

En Colombia, la Compañía tiene una participación en un proyecto de ampliación del oleoducto OCENSA, del cual se espera que sea terminado y que comience su operación en el 2016. Como parte del proyecto de ampliación, la Compañía a través de sus subsidiarias Meta Petroleum y Petrominerales Colombia entro en acuerdos, por separado, de transporte de crudo con OCENSA para la futura capacidad de transporte. La Compañía comenzaría a pagar “Ship or Pay” una vez el proyecto de ampliación esté terminado y operando. Como parte del contrato de transporte, la Compañía está obligada a mantener una calificación crediticia mínima de BB- (Fitch) y de Ba3 (Moody’s). Este “covenant” fue incumplido en los meses de julio y septiembre de 2015, cuando Fitch y Moody’s bajaron la calificación crediticia de la Compañía a B+ y B3 respectivamente. Como resultado de la reducción y de conformidad a los acuerdos de transporte, previa notificación a la Compañía, OCENSA tendría el derecho de exigir a la Compañía presentar una carta de crédito o una prueba de liquidez suficiente o capital de trabajo dentro de un período de 60 días a partir de la fecha en que la notificación sea recibida por la Compañía. La Compañía no ha recibido la notificación de OCENSA. Además, en octubre de 2015, la Compañía solicitó por escrito una renuncia para remediar la provisión, como es requerido por el contrato de transporte por un período indefinido hasta que el proyecto de ampliación del oleoducto esté terminado y operando. Actualmente, la Compañía se encuentra en negociaciones con OCENSA para obtener la renuncia solicitada. En los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos al 30 de septiembre de 2015 no se ha reconocido ninguna provisión en relación con el incumplimiento del requisito de calificación crediticia.

### **Compromisos**

Como parte del curso normal de los negocios, la Compañía ha celebrado acuerdos que impactarán las operaciones futuras y la liquidez de la Compañía. Los principales compromisos de la Compañía son acuerdos en firme “ship or pay” para el transporte de crudo y gas, obligaciones de retiro de activos, repago de deudas, contratos de servicios con proveedores relacionados con la exploración y operación de propiedades petroleras, y contratos de ingeniería y construcción, entre otros.

Las revelaciones acerca de los compromisos importantes de la Compañía se encuentran en la Nota 22 de los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos. La Compañía no tiene compromisos fuera del balance

### **Contratos de Administración de Riesgos**

La Compañía ha suscrito instrumentos financieros derivados para reducir su exposición a movimientos desfavorables en los precios de las mercancías, las tasas de interés y las tasas de cambio de monedas extranjeras. La Compañía ha establecido un sistema de control interno para minimizar los riesgos asociados con su programa de derivados y no tiene la intención de utilizar derivados financieros con fines especulativos. Las revelaciones acerca de los contratos de administración de riesgos de la Compañía se encuentran en la Nota 25 de los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos.

## Transacciones con Partes Relacionadas

De acuerdo con las NIIF, las partes se consideran relacionadas si una parte tiene la capacidad de “controlar” (financieramente o por medio de capital social) a la otra parte o tiene una influencia significativa (Gerencia) sobre la otra parte al momento de tomar decisiones financieras, comerciales y operacionales. La junta directiva de la Compañía creó el Comité de Oportunidades de Nuevos Negocios, (el “NBOC”) para revisar y aprobar las transacciones con partes relacionadas. El NBOC está compuesto por los siguientes consejeros independientes: Miguel Rodríguez (Presidente), Dennis Mills, y Hernán Martínez. El NBOC es notificado de las transacciones con partes relacionadas con anterioridad a su implementación, involucra consultores legales independientes según sea necesario, y se reúne a puerta cerrada para deliberar. El NBOC también examina las razones de negocio para la transacción y asegura que la misma cumpla con la legislación aplicable a los títulos valores y los convenios de deuda de la Compañía

Los departamentos de auditoría interna de la Compañía y de cumplimiento legal también monitorean las transacciones con partes relacionadas. Los equipos de auditoría y cumplimiento legal trabajan juntos en la creación de una lista de las potenciales partes relacionadas. La lista es cotejada contra las listas de proveedores de la Compañía y otros acreedores.

Las transacciones con partes relacionadas durante el presente trimestre corresponden al curso normal de las operaciones y fueron medidas a valores razonables, los cuales son los montos de las contraprestaciones establecidos y acordados por las partes relacionadas y que en opinión de la gerencia y del NBOC, son considerados similares a aquellos negociados con terceras partes independientes.

A continuación se detallan las transacciones de la Compañía con las partes relacionadas:

- a) Durante los tres y nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía recibió efectivo de \$43 millones y \$43 millones respectivamente, de conformidad con su obligación en operación conjunta asociada con su participación del 49% en el Bloque Z-1 en Perú. Adicionalmente, la Compañía tenía cuentas por cobrar de \$0,5 millones bajo el acuerdo de operación conjunta de Alfa SAB de CV (“Alfa”), quien en circulación posee un 51% de participación en el capital de trabajo del Bloque Z-1 y también mantiene un 19,2% del capital accionario emitido de la Compañía.
- b) En octubre de 2012, la Compañía y Ecopetrol firmaron dos contratos de Construcción, Operación, Mantenimiento y Transferencia (“BOMT” siglas en inglés) con el Consorcio Genser Power-Proelétrica y sus subsidiarias (“Genser-Proelétrica”) para la adquisición de determinados activos de generación de energía para el campo Rubiales. Genser-Proelétrica es un acuerdo conjunto entre Promotora de Energía Eléctrica de Cartagena & Cía. S.C.A.E.S.P (“Proelétrica”), en la cual la Compañía posee un porcentaje de participación indirecto del 24,9% en Proelétrica y Genser Power Inc. (“Genser”), del cual, el 51% es propiedad de Pacific Power Generation Corp. (“Pacific Power”). El 1 de marzo de 2013, estos contratos fueron cedidos a TermoMorchal SAS (“TermoMorchal”), la compañía creada para ejecutar los acuerdos, en la cual Pacific Power posee una participación indirecta del 51%. El compromiso total de los contratos BOMT es \$229,7 millones a diez años. En abril del 2013, la Compañía y Ecopetrol celebraron otro acuerdo con Genser-Proelétrica para adquirir activos adicionales por un monto total de \$57 millones a diez años. Al final del Contrato de Asociación de Rubiales en el 2016 las obligaciones de la Compañía, junto con los activos de generación de energía serán transferidas a Ecopetrol. Durante los tres y nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía pagó \$8,9 millones y \$20,2 millones (2014: \$9,0 millones y \$9,0 millones) bajo el Contrato de Asociación Rubiales al 30 de septiembre de 2015. la Compañía ha pagado adelantos por valor de \$5,8 millones (31 de diciembre de 2014: \$7,6 millones). La Compañía tiene cuentas por pagar de \$5,5 millones (31 de diciembre de 2014: \$5,9 millones) adeudados a Genser-Proelétrica al 30 de septiembre de 2015. Adicionalmente, el 5 de mayo de 2014 una subsidiaria de la Compañía suministró una garantía a favor de XM Compañía de Expertos en Mercados S.A. a nombre de Proelétrica la cual garantiza las obligaciones bajo un acuerdo de suministro de energía por un monto agregado de aproximadamente \$16,7 millones. En diciembre de 2014, la Compañía suscribió un nuevo contrato con Genser relacionado con la operación y mantenimiento de la instalación de generación de energía localizada en el campo Sabanero.

En octubre del 2013, la Compañía suscribió acuerdos de conexión y suministro de energía con Proeléctrica para el suministro de energía eléctrica a los campos petroleros localizados en la cuenca de los Llanos. Los acuerdos de conexión autorizan a Meta Petroleum Corp. y a Agro Cascada S.A.S. a utilizar los activos de conexión de Petroeléctrica para el suministro de energía a los campos Quifa y Rubiales. El acuerdo se inició el 1 de noviembre de 2013 y operará por 13 años. Durante los tres y nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía realizó pagos por \$10,3 millones y \$36,9 millones (2014: \$24,9 millones y \$53,9 millones) en virtud de este acuerdo.

La Compañía ha suscrito varios acuerdos “take or pay” al igual que otros acuerdos interrumpibles de venta y transporte de gas cuyo fin es el suministro de gas desde el campo de gas natural La Creciente a la planta a gas natural de Proeléctrica. Durante los tres y nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía contabilizó ingresos de \$2,2 millones y \$3,5 millones (2014: \$4,2 millones y \$11,2 millones), de dichos acuerdos. Al 30 de septiembre de 2015, la Compañía tenía cuentas comerciales por cobrar por \$9 millones (31 de diciembre de 2014: \$7,5 millones) a Proeléctrica.

Bajo los acuerdos de suministro de energía Proeléctrica provee electricidad a la Compañía para los campos Quifa y Rubiales, con pagos calculados mensualmente en base a la demanda y la entrega. El acuerdo estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2026. El acuerdo de suministro de energía equivale a la suma agregada de 1,5 millones de kilowatts.

- c) Al 30 de septiembre de 2015, la Compañía tenía cuentas comerciales por cobrar por \$9 millones (31 de diciembre de 2014: \$7,5 millones) a Proeléctrica, en la cual la Compañía posee una participación indirecta del 24,9% y en la cual Blue Pacific Assets Corp. (“**Blue Pacific**”) posee una participación del 31,49%. Los intereses indirectos de la Compañía y Blue Pacific se mantienen a través de Pacific Power. Los ingresos provenientes de Proeléctrica en el curso normal de los negocios de la Compañía fue de \$2,2 millones y \$3,5 millones para los tres y nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2015 (2014: \$4,2 millones y \$11,2 millones). Dos directores y un funcionario de la Sociedad (Serafino Iacono, Miguel de la Campa, y Laureano von Siegmund), junto con José Francisco Arata, un director hasta el 14 de agosto de 2015, controlan o proveen asesoría de inversión a los titulares del 76% de las acciones de Blue Pacific.
- d) Durante los tres y nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía pagó \$0,8 millones y \$3,1 millones (2014: \$2,1 millones y \$6,8 millones) a Transportadora del Meta S.A.S. (“**Transmeta**”) en costos de transporte de crudo. Además, la Compañía tenía cuentas por cobrar de \$0,8 millones (31 de diciembre de 2014: \$1,1 millones) a Transmeta y cuentas por pagar de \$0,4 millones (31 de diciembre de 2014: \$0,9 millones) a Transmeta. Transmeta es controlada por German Efromovich un director fundador de la Compañía hasta el 1 de septiembre de 2015.
- e) Al 30 de septiembre de 2015, prestamos por cobrar a partes relacionadas por un monto agregado de \$0,6 millones (31 de diciembre de 2014: \$0,9 millones) son adeudados por un director (Serafino Iacono) y siete funcionarios de la Compañía (Carlos Perez, Luis Andres Rojas, Peter Volk, Francisco Bustillos, Luciano Biondi, Jairo Lugo and Marino Ostos). Los préstamos no devengan intereses y son pagaderos en cuotas mensuales iguales durante un período de 48 meses. En agosto de 2015, la Compañía acordó pagar \$8,3 millones en indemnización por cese a uno de sus funcionarios (Jose Francisco Arata), la cual incluye \$5,5 millones en efectivo pagado durante los tres meses finalizados el 30 de septiembre de 2015 y \$2,8 millones pagaderos en marzo de 2016. Adicionalmente, el derecho a las DSU para José Francisco Arata se pagó en especie con acciones de tesorería de la Compañía en una base de uno a uno, para un total de aproximadamente 1,3 millones de acciones ordinarias.
- f) La Compañía ha suscrito contratos de transporte en aeronaves con Helicópteros Nacionales de Colombia S.A.S. (“**Helicol**”), una compañía controlada por German Efromovich director fundador de la Compañía. Durante los tres y nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía pagó \$1,4 millones y \$5,8 millones (2014: \$5,5 millones y \$11,5 millones) en tarifas según lo establecido en los contratos de transporte. La Compañía tenía cuentas por pagar por \$1,7 millones a Helicol (31 de diciembre de 2014: \$2,8 millones).

- g) Durante los tres y nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía pagó \$27,3 millones y \$81,5 millones a ODL (2014: \$57,9 millones y \$121,1 millones) por servicios de transporte de crudo bajo el contrato “take or pay” del oleoducto, y tiene cuentas por pagar de \$10,3 millones (31 de diciembre de 2014: \$Cero). Adicionalmente, la Compañía recibió \$0,7 millones y \$1,7 millones de ODL durante los tres y nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2015 (2014: \$0,7 millones y \$1,7 millones) con respecto a ciertos servicios administrativos y el alquiler de maquinaria y equipo. La Compañía tiene cuentas por cobrar a ODL al 30 de septiembre de 2015 por \$0,4 millones (31 de diciembre de 2014: \$0,4 millones).
- h) Durante los tres y nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía pagó \$41,5 millones y \$128,4 millones a Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. (2014: \$44,9 millones y \$132,5 millones), una compañía de oleoductos en la cual la Compañía posee una participación del 27,6%, por los servicios de transporte de petróleo según los acuerdos “take or pay” del oleoducto. Al 30 de septiembre de 2015, los préstamos pendientes a Bicentenario eran de \$11,8 millones (31 de diciembre de 2014: \$42 millones). Se reconocieron ingresos por intereses por \$0,3 millones y \$1,3 millones durante los tres y nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2015 (2014: \$0,7 millones y \$2,1 millones). Se pagaron intereses de \$0,7 millones y \$2 millones sobre los préstamos durante los tres y nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2015, igualmente durante los tres y nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2015 se cancelaron \$12,9 y \$30,1 millones del capital de dichos préstamos. Durante los tres y nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2015 la Compañía recibió \$Cero y \$Cero (2014: \$Cero y \$0,5 millones) con respecto a ciertos servicios administrativos y de alquiler de equipos y maquinaria. La Compañía anticipó \$87,9 millones al 30 de septiembre de 2015 (31 de diciembre de 2014: \$87,9 millones) a Bicentenario como prepago de la tarifa de transporte, los cuales son amortizados con los barriles transportados. Al 30 de septiembre de 2015, la Compañía tiene unas cuentas comerciales por cobrar de \$13,4 millones como anticipo a corto plazo (31 de diciembre de 2014: \$13,7 millones).
- i) La Compañía estableció dos fundaciones de caridad en Colombia, la Fundación Pacific Rubiales y la Fundación para el Desarrollo Social de la Energía Disponible (“FUDES”). Ambas fundaciones tienen el objetivo de implementar proyectos de desarrollo social y comunitario en el país. Durante los tres y nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía contribuyó \$4,3 millones y \$11 millones a estas fundaciones (2014: \$7,7 millones y \$28,6 millones). Al 30 de septiembre de 2015, la Compañía tenía cuentas por cobrar (anticipos) por \$3,5 millones (31 de diciembre de 2014: \$5,0 millones) y cuentas por pagar por \$1,7 millones (31 de diciembre de 2014: \$8,7 millones). Tres de los directores de la Compañía (Ronald Pantin, Serafino Iacono and Miguel de la Campa) y un funcionario de la Compañía (Federico Restrepo) son miembros de la Junta Directiva de la Fundación Pacific Rubiales.
- j) Al 30 de septiembre de 2015, la Compañía tiene una solicitud de préstamo concedido a PII por un monto de \$72,4 millones (31 de diciembre de 2014: \$71,4 millones). El préstamo está garantizado por el proyecto del oleoducto de PII y devenga intereses que oscilan entre LIBOR + 2% y 7% anual. La Compañía es dueña del 41,65% de PII. Adicionalmente durante los tres y nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2015 la Compañía recibió \$3 millones y \$3,3 millones (2014: \$1,3 millones y \$1,3 millones) de parte de PII por los honorarios relacionados con un contrato para la prestación de servicios de consultoría y asistencia técnica en la construcción del oleoducto “Oleoducto del Caribe”. Igualmente, al 30 de septiembre de 2015 la Compañía registra cuentas por cobrar por \$0,9 millones (31 de diciembre de 2014: \$1,0 millones) a Pacific Infrastructure Ventures Inc., como subsidiaria de PII. Al 30 de septiembre de 2015 la Compañía tiene cuentas por pagar de \$3,2 millones a PII (31 de diciembre de 2014: \$Cero).

En diciembre de 2012, la Compañía celebró un acuerdo “take or pay” con Sociedad Puerto Bahía S.A., una compañía perteneciente en su totalidad a PII. Según los términos del acuerdo Sociedad Puerto Bahía S.A proveerá el almacenamiento, transferencia, carga y descarga de hidrocarburos en sus instalaciones portuarias. La vigencia del contrato inició en el 2014 y continúa por siete años, subsecuentemente renovables en incrementos anuales. Estos contratos pueden beneficiar indirectamente a Blue Pacific y a otros accionistas minoritarios no relacionados de PII. Durante los tres y nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía había realizado anticipos de \$8,9 millones y \$15,3 millones respectivamente a Sociedad Puerto Bahía (2014: \$Cero y \$Cero) de los cuales \$2,6 millones y \$3,4 millones fueron debitados durante los tres y nueve meses finalizados al 30 de septiembre de 2015, en relación con los servicios recibidos (2014: \$Cero).

- k) En Octubre de 2012, la Compañía suscribió un acuerdo con Pacific Coal, Blue Advanced Colloidal Fuels Corp. (“**Blue ACF**”), Alpha Ventures Finance Inc. (“**AVF**”), y una parte no relacionada por medio del cual la Compañía adquirió de Pacific Coal un derecho sobre una participación en el capital del 5% por una contraprestación de \$5 millones. Blue ACF es una compañía involucrada en el desarrollo de combustibles coloidales, donde el principal accionista es AVF, la cual es controlada por Blue Pacific. Como parte de la compra, Pacific Coal también cedió a la Compañía el derecho de adquirir una participación en el capital de hasta un 5% adicional en Blue ACF por una inversión adicional de \$5 millones. Actualmente la Compañía posee una participación del 8,49% en Pacific Coal. Además, la Compañía tiene una participación indirecta del 10,17% en Pacific Coal a través de su participación del 24,9% en Pacific Power, que a su vez tiene una participación del 40,86% en el Pacific Coal. Hernán Martínez, director de la Compañía es el Presidente Ejecutivo de Pacific Coal.
- l) Blue Pacific provee a la Compañía servicios de transporte aéreo según las necesidades. Durante los tres y nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2015, la Compañía pagó \$Cero y \$Cero (2014: \$Cero y \$0,2 millones) por estos servicios.
- m) La Compañía tiene un contrato de arrendamiento por una oficina en Caracas, Venezuela con un canon mensual aproximado de \$6 mil. Un miembro de la familia de un funcionario de la Compañía posee una participación del 50% en dicho espacio de oficina (Laureano von Siegmund).

## 8

## Información Trimestral Seleccionada

(en miles de US\$)	2015			2014			2013		
	3T	2T	1T	4T	3T	2T	1T	4T	3T
<b>Financiera:</b>									
Ventas netas	\$ 669.995	\$ 702.733	\$ 799.848	\$ 991.508	\$ 1.330.395	\$ 1.344.666	\$ 1.283.453	\$ 1.202.551	\$ 1.109.973
Utilidad (pérdida) neta atribuible al patrimonio de los accionistas para el per	(617.318)	(226.377)	(722.256)	(1.660.876)	3.484	228.527	119.240	140.412	84.013
Ganancias (pérdida) por acción									
- básica	(1,97)	(0,72)	(2,31)	(5,26)	0,01	0,73	0,38	0,43	0,26
- diluida	(1,97)	(0,72)	(2,31)	(5,26)	0,01	0,72	0,37	0,43	0,26

## 9 Políticas Contables, Juicios Críticos y Estimaciones

---

### **Nuevas Normas, Interpretaciones y Enmiendas Adoptadas por la Compañía**

#### *NIIF 3 Combinaciones de Negocios*

Esta reforma se aplica prospectivamente y clarifica que todos los acuerdos de contraprestación contingente clasificados como pasivos (o activos) resultantes de una combinación de negocios deben ser medidos posteriormente al valor razonable en resultados ya sea que se encuentren o no dentro del alcance de la NIIF 9 (o NIC 39, según proceda). Esta política contable entró en vigencia para períodos anuales contados a partir o después del 1 de julio de 2014.

La adopción de la modificación a la NIIF 3 no produjo impacto alguno sobre los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos de la Compañía.

#### *NIIF 8 Segmentos de Operación*

Esta reforma se aplica retrospectivamente y clarifica que una entidad debe revelar los juicios realizados por la gerencia al aplicar los criterios de agregación, incluyendo una breve descripción de los segmentos de operación que hayan sido agregados y las características económicas (ej., ventas y márgenes brutos) utilizados para evaluar si los segmentos son “similares”.

Se requiere revelar la reconciliación de los activos del segmento con los activos totales únicamente si la reconciliación se reporta a la máxima autoridad en la toma de decisiones, igual que la revelación requerida para los pasivos del segmento.

Esta política contable entró en vigencia para períodos anuales contados a partir o después del 1 de julio de 2014.

La adopción de la NIIF 8 no produjo impacto alguno sobre los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos de la Compañía.

#### *NIC 16 Propiedades Planta y Equipo y NIC 38 Activos Intangibles*

Estas reformas se aplican retrospectivamente y clarifican en la NIC 16 y la NIC 38 que un activo puede ser reevaluado con referencia a la información observable ya sea en el valor en libros bruto o neto. Adicionalmente, la depreciación o amortización acumulada es la diferencia entre el valor bruto y el valor en libros del activo. Estas políticas contables entraron en vigencia para períodos anuales contados a partir o después del 1 de julio de 2014.

La adopción de la NIC 16 y la NIC 38 no produjeron impacto alguno sobre los Estados Financieros Consolidados Condensados Interinos de la Compañía.

#### *NIC 24 Información a revelar sobre partes vinculadas*

Esta reforma se aplica retrospectivamente y clarifica que una entidad de gestión (una entidad que provee servicios de personal gerencial clave) es una parte relacionada sujeta a las revelaciones aplicables a las partes relacionadas. Adicionalmente, una entidad que utiliza una entidad de gestión debe revelar los gastos incurridos en los servicios de gestión.

## *Normas emitidas pero aún no efectivas*

### *NIIF 9 Deterioro de Instrumentos Financieros bajo NIIF 9*

Los requerimientos de deterioro en la nueva norma, la NIIF 9 Instrumentos Financieros, se basan en un modelo de pérdida esperada de crédito y sustituyen a la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición incurridos en el modelo de pérdida. El modelo de pérdida esperada de crédito se aplica a los instrumentos de deuda registrados al costo amortizado o al valor razonable con cambios en otros resultados integrales, tales como préstamos, títulos de deuda y los créditos por ventas, arrendamiento por cobrar y la mayoría de los compromisos de préstamos y contratos de garantía financiera. Las entidades están obligadas a reconocer una provisión por casi 12 meses o de las pérdidas de crédito de toda la vida esperada (“ECL”), dependiendo de si se ha producido un aumento significativo en el riesgo de crédito desde su reconocimiento inicial. Los requerimientos de deterioro ECL deben adoptarse con la otra NIIF 9 requerida desde el 1 de enero de 2018, con aplicación anticipada permitida.

### *NIIF 15 Ingresos de Actividades Ordinarias Procedentes de Contratos con Clientes*

Esta reforma se aplica retrospectivamente y clarifica que la política entró en vigencia para períodos anuales contados a partir o después del 1 de enero de 2018. Se permite la aplicación anticipada.



## Controles Internos sobre los Reportes Financieros

---

De acuerdo con el Instrumento Nacional 52-109 Certification of Disclosure in Issuers' Annual and Interim Filings (“**NI 52-109**”) de los Administradores de Títulos Valores de Canadá (“**CSA**”) la Compañía trimestralmente emite un “Certificado de Radicación Interino”. Este Certificado requiere que los funcionarios certificadores declaren que ellos son responsables de establecer y mantener los controles de divulgación y procedimientos (“**DC&P**”) y Control Interno sobre los Reportes Financieros (“**ICFR**”).

La Compañía ha establecido un proceso continuo de verificación de control con un auditor independiente a lo largo del trimestre. El proceso de verificación busca mantener el valor de nuestro programa de cumplimiento de la siguiente manera:

- Realizar una evaluación de riesgos para identificar las áreas de alto riesgo
- Racionalizar los controles cruciales por medio de la revisión y actualización de las matrices
- Aumentar la confianza en los controles a nivel de la entidad y de las aplicaciones automatizadas
- Identificar las oportunidad de mejoras de las mejores prácticas y procesos

En el tercer trimestre de 2015, se verificaron 146 controles sobre un total de 775 controles que la Compañía ha implementado. Todos los 775 controles serán verificados por lo menos una vez durante el año 2015. De esta evaluación la Compañía concluyó que no existen debilidades o deficiencias significativas en el diseño y efectividad de ICFR en el trimestre financiero finalizado el 30 de septiembre de 2015.

El control interno de la Compañía sobre los reportes financieros está diseñado para proveer la apropiada certeza con respecto a la confiabilidad del reporte financiero de la Compañía para fines externos de conformidad con las NIIF. El control interno de la Compañía sobre los reportes financieros incluye:

- Mantener registros que de manera precisa e imparcial reflejen nuestras transacciones;
- Proveer la certeza razonable de que las transacciones se registran según las necesidades de la preparación de nuestros estados financieros consolidados de conformidad con las NIIF y otros principios contables aplicables y generalmente aceptados;
- Proveer la certeza razonable de que los bienes recibidos y los desembolsos se realizan de acuerdo con las autorizaciones de la gerencia y de los directores de la Compañía; y
- Proveer la certeza razonable de que la adquisición, el uso o disposición no autorizada de activos de la Compañía que pudiesen tener un efecto significativo sobre los estados financieros consolidados será prevenido o detectado de manera oportuna.

El control interno de la Compañía sobre los reportes financieros puede no siempre evitar o detectar todas las afirmaciones imprecisas debido a las limitaciones inherentes. Adicionalmente, las proyecciones de las evaluaciones de efectividad en períodos futuros están sujetas al riesgo de que los controles puedan no ser los adecuados a causa de los cambios en las condiciones o al deterioro en el grado de cumplimiento con las políticas y procedimientos de la Compañía.

En el trimestre finalizado el 30 de septiembre de 2015, no se registraron cambios en el **ICFR** de la Compañía sobre los reportes financieros que de manera significativa hayan afectado o razonablemente se pueda esperar que puedan afectar el **ICFR** de la Compañía sobre los reportes financieros.

## 11 Perspectivas Futuras

---

Pacific Exploration and Production mantendrá un planteamiento estricto y disciplinado durante lo que resta del año. La Compañía reducirá las inversiones en bienes de capital con el fin de ajustar el flujo de fondos esperado a los menores precios internacionales del crudo y tiene la flexibilidad y los componentes discretivos adicionales que le permiten adaptarse a las circunstancias del entorno externo. Adicionalmente se espera que la reducción de costos continúe durante el 2015 por medio de mejoras en la eficiencia y ajustes operacionales. Las directrices sobre las perspectivas futuras fueron presentadas a mediados de enero del 2015, y debido a la volatilidad e incertidumbre de los precios del crudo, estas han sido actualizadas en agosto de 2015 como se muestra a continuación.

- Producción neta de 150 a 156 Mbpe/d, lo cual representa un crecimiento de entre el 1% y el 5% sobre los niveles de producción del 2014;
- Los precios de realización del crudo aproximadamente WTI de referencia (US\$/bbl);
- Los costos de operación esperados continúan reflejando las reducciones efectuadas por la Compañía; ahora se estiman de \$24 a \$ 26/bpe; y
- Se esperan costos G&A de 210 millones, costos financieros de \$270 millones e impuestos en efectivo por \$100 millones.

### Regalías y Clausulas de Derechos por Precios Altos

Las actuales tasas de regalías aplicables a los volúmenes de hidrocarburos producidos en los activos de la Compañía en Colombia fluctúan entre el 5% y el 20%. Las regalías sobre la producción representan el derecho de los respectivos gobiernos sobre una porción de la participación en la producción de la Compañía y se registran utilizando las tasas vigentes según los términos del contrato y la legislación aplicable en el momento del descubrimiento del hidrocarburo. En Colombia, las regalías del crudo pueden pagarse en especie mientras que las de gas natural se cancelan en efectivo. Durante el segundo trimestre del 2014, la ANH solicitó a la Compañía pagar en efectivo las regalías relacionadas con el condensado del campo La Creciente y las del crudo proveniente de los campos menores operados por la Compañía. En Perú, el cálculo de las regalías para el crudo oscila entre el 5% y el 23% y el gobierno permite que las compañías paguen en especie o en efectivo; sin embargo, la práctica actual es pagar las regalías en efectivo.

### Participación Adicional en la Producción del Campo Quifa SO

La participación de la Compañía en la producción después de regalías en el campo Quifa SO es del 60%. Sin embargo, esta participación puede cambiar mensualmente en función de la formula PAP estipulada en el Contrato de Asociación Quifa. A partir de abril del 2014, la Compañía dio inicio a la entrega de la producción adicional PAP proveniente del campo Quifa SO a Ecopetrol. Adicionalmente, durante la segunda mitad del 2014, la Compañía acordó con Ecopetrol la entrega de aproximadamente 6.500 bbl/d para liquidar el PAP acumulado antes del laudo arbitral final (anteriormente registrado como provisión financiera en los estados financieros de la Compañía a partir de finales del año 2012). Durante el primer trimestre del 2014, la Compañía completó la entrega total del saldo pendiente de los volúmenes PAP acumulados del período anterior.

### Campo Carrizales (Bloque Cravo Viejo)

El 27 de abril de 2014, el área de explotación del campo Carrizales alcanzó la cifra de cinco millones de barriles de producción de crudo acumulada, activando así los derechos de la ANH a una participación adicional PAP de conformidad con el Contrato E&P Cravoviejo. Según los términos del contrato, la participación adicional en la producción del campo Carrizales es pagadera en efectivo o en especie, lo cual ha sido contabilizado como parte de los costos operativos de este campo.

### Desacuerdo con la ANH Respecto al PAP

Por medio de varias adquisiciones de negocios la Compañía adquirió ciertos contratos de exploración en los cuales existen desacuerdos pendientes con la Agencia Nacional de Hidrocarburos, relacionados con la interpretación de la cláusula Participación de los Precios Altos. Estos contratos exigen que se le pague el Participación de Precios Altos a la ANH una vez un área de explotación dentro de un área contratada de manera acumulativa haya producido cinco millones o más de barriles de crudo. El desacuerdo se centra en si las áreas de explotación bajo estos contratos deben ser determinadas individualmente o combinadas con otras áreas de explotación dentro de la misma área contratada, para el propósito de determinar el umbral de los cinco millones de barriles. La ANH ha interpretado que la participación por precios altos debe ser calculada sobre una base combinada.

La Compañía no está de acuerdo con la interpretación de la ANH, y asevera que de conformidad con los contratos de exploración, el umbral de los cinco millones debe aplicarse sobre cada una de las áreas de explotación dentro de un área contratada. La Compañía tiene varios contratos sujetos a la participación de ANH por precios altos. Uno de estos contratos es el boque Corcel, el cual fue adquirido como parte de la adquisición de Petrominerales y es el único para el cual se ha iniciado un proceso de arbitramento. Sin embargo, el proceso de arbitramento de Corcel estaba suspendido cuando la Compañía adquirió Petrominerales. La suma en arbitramento era de aproximadamente \$194 millones más intereses relacionados de \$34 millones al 30 de septiembre de 2015. La Compañía también está en desacuerdo con la tasa de interés que la ANH aplica para calcular dichos intereses.

La Compañía afirma que dado el hecho de que la participación por precios altos es denominada en dólares americanos, el contrato requiere que la tasa de interés sea LIBOR a tres meses + 4%, mientras que la ANH ha aplicado la tasa máxima de interés legalmente autorizada para obligaciones en pesos colombianos, la cual equivale a más del 20%. La cantidad bajo discusión con la ANH con respecto a otro contrato es de aproximadamente \$99 millones más intereses.

La Compañía y la ANH están actualmente en negociaciones para entender las diferencias en las interpretaciones de estos contratos de exploración. La Compañía cree que mantiene una posición sólida con respecto a la participación por precios altos en base a la interpretación legal de los contratos y la información técnica disponible. Sin embargo de conformidad con la NIIF 3 con respecto a la contabilización de adquisición de negocios, se requiere y la Compañía ha registrado un pasivo para dichas contingencias a partir de la fecha de adquisición, aunque la Compañía cree que el desacuerdo será resuelto a su favor. La Compañía no revela el monto reconocido según lo exigen los párrafos 84 y 85 de la NIC 37, con base en el hecho que eso podría ser perjudicial al resultado de la resolución del conflicto.

## **Información Actualizada sobre los Permisos Ambientales**

### *Colombia*

El 24 de agosto de 2015, la ANLA otorgó la Licencia Ambiental para el Campo Quifa Norte. Resolución 1027.

El 2 de septiembre de 2015, ANLA otorgó la Licencia Ambiental para el Campo Arrendajo. Resolución 1080.

El 30 de septiembre de 2015, ANLA otorgó la Licencia Ambiental para el Campo Quifa Norte Oeste. Resolución 1231.

### *Perú*

Durante el tercer trimestre de 2015, la Compañía extendió la certificación del Sistema de Gestión a las operaciones costa afuera.

### *Retiró de la Bolsa de Valores de Brasil*

La Compañía se mantiene comprometida con el crecimiento de su negocio en Brasil; sin embargo, debido al bajo volumen de la compraventa de sus BDRs en BOVESPA la Compañía anunció el 10 de octubre de 2014 su intención de retirar la cotización de los certificados de depósito BDRs de BOVESPA. El 2 de febrero de 2015, la Compañía presentó a CVM y BOVESPA la aplicación formal para la eliminación de la cotización de los BDRs y la cancelación del programa BDR, recibiendo las correspondientes aprobaciones de parte de CVM y BOVESPA el 17 de marzo de 2015.

Este reporte contiene los siguientes términos financieros los cuales no se contemplan en las NIIF: EBITDA Ajustado, Utilidades Netas de las Operaciones, y Flujo de Fondos de las Operaciones. 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.

### *EBITDA Ajustado*

La Compañía utiliza la medición financiera “EBITDA Ajustado” en este Informe de Gestión, mientras que en el pasado se utilizó el término EBITDA. Nuestro cálculo de esta medición no ha cambiado con respecto a los trimestres anteriores, pero la terminología ha cambiado, en cumplimiento de las directrices impartidas por la Comisión de Títulos Valores de Ontario. La Gerencia cree que el EBITDA Ajustado es un importante indicador de la capacidad de la Compañía para generar liquidez por medio del flujo de caja operativo para financiar las necesidades futuras de capital de trabajo, sufragar el servicio de la deuda pendiente, y financiar inversiones futuras en bienes de capital. La exclusión de partidas no-monetarias y las que ocurren una sola vez eliminan impactos sobre la liquidez de la Compañía y normaliza el resultado para efectos comparativos. Otros emisores de reportes pueden calcular el EBITDA Ajustado de manera diferente.

La siguiente es la reconciliación de las Utilidades Netas con el EBITDA Ajustado:

(en miles de US\$)	Tres meses finalizados		Nueve meses finalizados	
	Septiembre 30		Septiembre 30	
	2015	2014	2015	2014
<b>(Pérdida) utilidad neta <sup>(1)</sup></b>	\$ (617.318)	\$ 3.484	\$ (1.565.951)	\$ 351.251
<b>(Pérdida) utilidad neta ajustada</b>				
Impuesto sobre la renta (recuperable) gasto	(34.193)	179.478	(107.845)	368.333
Pérdida en cambio de moneda extranjera	71.887	22.841	113.081	10.972
Costos financieros	71.954	61.412	228.929	187.562
Ganancia en contratos de gestión de riesgo	(136.558)	(8.005)	(67.921)	(9.330)
Pérdida (ganancia) en inversiones patrimoniales	17.692	(284)	(13.662)	(15.687)
Otros gastos (ingresos)	6.094	(57.983)	53.078	(22.833)
Compensación basada en acciones	(8.880)	27.180	4.681	30.271
Impuesto al patrimonio	-	-	39.149	-
(Pérdida) atribuible al interés minoritario	(11.699)	(324)	(847)	(1.355)
Agotamiento, depreciación y amortización	344.577	407.280	1.148.735	1.165.625
Deterioro y gastos de exploración	568.013	-	1.016.980	-
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>\$ 271.569</b>	<b>\$ 635.079</b>	<b>\$ 848.407</b>	<b>\$ 2.064.809</b>

1. Pérdida (ganancia) neta atribuible de los accionistas del capital accionario de la casa matriz.

### *Flujo de Fondos de las Operaciones*

(en miles de US\$)	Tres meses finalizados		Nueve meses finalizados	
	Septiembre 30		Septiembre 30	
	2015	2014	2015	2014
Flujo de caja de las actividades de operación	\$ (57.861)	\$ 599.067	\$ 138.396	\$ 1.487.550
Cambios en capital de trabajo no monetario	205.064	7.147	533.391	123.922
Efectivo neto por ingresos diferidos	50.000	-	(149.155)	-
<b>Flujo de fondos de las operaciones</b>	<b>\$ 197.203</b>	<b>\$ 606.214</b>	<b>\$ 522.632</b>	<b>\$ 1.611.472</b>

*(Perdidas) Netas de las Operaciones*

(en miles de US\$)	Tres meses finalizados		Nueve meses finalizados	
	Septiembre 30		Septiembre 30	
	2015	2014	2015	2014
<b>(Pérdida) utilidad neta <sup>(1)</sup></b>	\$ (617.318)	\$ 3.484	\$ (1.565.951)	\$ 351.251
Costos financieros	71.954	61.412	228.929	187.562
Pérdida (ganancia) de inversiones patrimoniales	17.692	(284)	(13.662)	(15.687)
Impuesto al patrimonio	-	-	39.149	-
Pérdida en cambio de moneda extranjera	71.887	22.841	113.081	10.972
Ganancia en gestión de riesgo	(136.558)	(8.005)	(67.921)	(9.330)
Otros gastos (ingresos)	6.094	(57.983)	53.078	(22.833)
(Recuperación) gasto de impuesto sobre la renta	(34.193)	179.478	(107.845)	368.333
Pérdida atribuible a intereses no controlados	(11.699)	(324)	(847)	(1.355)
<b>(Pérdida) utilidad neta de operaciones</b>	<b>\$ (632.141)</b>	<b>\$ 200.619</b>	<b>\$ (1.321.989)</b>	<b>\$ 868.913</b>

Por tercer año consecutivo, Pacific E&P fue nombrada miembro del North American Dow Jones Sustainability Index (“DJNI”). Este reconocimiento reafirma la posición de Pacific E&P como líder de la industria en sostenibilidad, junto con un selecto grupo de nueve compañías que fueron escogidas entre un total de 34 participantes.

Los criterios utilizados para otorgar a Pacific E&P una calificación por encima de los 80 puntos porcentuales en el DJSI, en muchos casos 10-20 puntos porcentuales por encima del promedio de la industria fueron: Código de Conducta, Transparencia en los Pagos, Gestión de la Cadena de Suministro, Biodiversidad, Política Ambiental y Sistema de Gestión, Riesgos Relacionados con el Agua (100 puntos), Indicadores de Prácticas Laborales y Derechos Humanos, Salud Ocupacional y Seguridad Industrial, Impactos Sociales en las Comunidades, Reporte Social, Participación de las Partes Interesadas y Atracción y Retención del Talento Humano.

La Compañía resalta lo anterior debido a los desafíos asociados a la obtención de altas calificaciones en los criterios que incorporan algunos de los principales impactos de la industria. Sin embargo, la Compañía reconoce el camino que queda por recorrer para que sus dimensiones sociales, económicas, de gobernabilidad y ambientales continúen desarrollándose en línea con los más altos estándares.

El proceso para otorgar el Bloque 192 a Pacific en Perú fue un desafío determinado no solo por las metas operacionales y de rentabilidad a los que debería comprometerse la compañía seleccionada, sino la manera como manejaría las relaciones con los grupos indígenas asentados en las inmediaciones del bloque. La Compañía utilizó sus declaraciones con respecto a la Participación de las Partes Interesadas en la Sostenibilidad, los Derechos Humanos y de Género, al igual que su Plan de Inversión Social, como parte de su estrategia para priorizar el bienestar y el desarrollo de estos grupos, lo cual fue muy bien recibido por las partes interesadas en Perú.

De conformidad con sus compromisos de liderar procesos de eficiencia energética, en el 2015 la Compañía re-certificó sus PADS de reinyección en los campos Rubiales y Quifa bajo la norma ISO 50001. Esta iniciativa fue reconocida por ANDESCO, la asociación colombiana de servicios públicos y comunicaciones, durante el mes de septiembre. La Compañía ve lo anterior como un incentivo para continuar trabajando en sus proyectos Agrocascada y Petroeléctrica de los Llanos, con el objetivo de garantizar que estos contribuyan a reducir la huella ambiental y los gastos del país.

Al mismo tiempo, Pacific E&P recertificó también sus campos bajo las normas ISO 9001, ISO 14001 y OSHAS 18001, consolidando así su compromiso de tener operaciones libres de incidentes, lo cual se vio plasmando en el 2014 con la reducción de lesiones incapacitantes en un 81%.

En vista de las renovadas Metas de Desarrollo Sostenible, durante el tercer trimestre del 2015, Pacific colaboró activamente con la plataforma del Grupo de Asesoramiento del Pacto Mundial de las Naciones Unidas para la Paz con el fin de elaborar el documento “Fomento de las Metas de Desarrollo Sostenible con el Respaldo a la Paz: Como Pueden Contribuir las Empresas”. Esto refleja la visión de la Compañía con respecto a los mecanismos que las empresas pueden utilizar para apoyar los esfuerzos de generación de la paz en los países donde operan.

En consonancia con su Declaración de Igualdad de Género y el Plan de Acción Quinquenal, Pacific E&P lanzó su programa piloto “oficina virtual”, en el cual los empleados de Pacific E&P trabajan entre 2 y 3 días por semana desde sus hogares, dando prioridad a aquellos con situaciones de familia que requieren flexibilidad de ubicación. La Compañía presentó su programa piloto en “Semana de Teletrabajo” un evento patrocinado por los Ministerios del Trabajo y la Tecnología. Por medio de estas iniciativas, la Compañía reafirma su compromiso de mejorar la calidad de vida y la productividad de sus empleados.

Las operaciones y las ganancias del negocio de la Compañía pueden ser impactadas por la ocurrencia de todo tipo de riesgos incluyendo aquellos de naturaleza financiera, operacional, tecnológica y política los cuales pueden afectar a la industria de crudo y gas en general o a la Compañía específicamente. El Formulario Anual de Información de la Compañía se archivó el 17 de Marzo de 2015 y está disponible en [www.sedar.com](http://www.sedar.com), y contiene una completa discusión de los riesgos e incertidumbres que podría tener un efecto en el negocio y la operación de la Compañía.

### *El desempeño operacional y financiero está expuesto a las fluctuaciones de los precios WTI y del cambio de moneda extranjera*

La Compañía está expuesta a la incertidumbre del entorno económico y financiero mundial, y ciertos riesgos tales como la liquidez y la volatilidad de los precios pueden afectar los flujos de fondos requeridos para financiar el crecimiento del negocio. En adición al efectivo generado, la Compañía utiliza instrumentos de deuda y ha implementado actividades de cobertura sobre el WTI y el cambio de divisas con el fin de proteger parte del capital en riesgo, esta actividad de cobertura ayuda a asegurar la sostenibilidad operacional y mitigar en el corto plazo situaciones extremas que pueden surgir en el difícil entorno económico actual. Los períodos prolongados de precios bajos en el WTI o un aumento en los costos pueden resultar en la suspensión o cancelación de proyectos o en un cargo por deterioro que podría tener un efecto significativo sobre nuestros resultados operacionales y financieros. La Compañía considera que tiene la flexibilidad operativa y financiera para enfrentar el actual entorno de precios bajos de crudo y gas en la cual opera.

La Compañía continuará monitoreando sus saldos y compromisos de capital de trabajo en la medida que emergen cambiantes condiciones económicas y de riesgo. Como se anunció a principios de 2015, la Compañía ha ajustado su plan de negocios para el 2015 con el fin de reflejar los menores precios del crudo y nuestra proyección de flujo de caja operativo para el año. La Compañía cree que será capaz de financiar el plan de capital de inversión de los flujos de efectivo generados internamente.

### *Las Incertidumbres del Negocio y la Estructura de Capital*

La situación financiera de la Compañía se ha visto impactada significativamente por la fuerte caída del precio del crudo y la esperada pérdida de la producción del campo Rubiales en junio de 2016. La Compañía tiene obligaciones financieras significativas, una deficiencia en el capital de trabajo, y se enfrentará a dificultades y desafíos para financiar cualquier activo en México de manera independiente debido a las actuales condiciones económicas y de la industria en general.

La estructura de la deuda actual de la Compañía y el acceso limitado a financiación adicional debido a las restricciones asociadas con los términos de su deuda a largo plazo crean incertidumbres importantes que pueden arrojar dudas sobre la capacidad de la Compañía para acceder a capital.

El 3 de marzo de 2015, la Compañía acordó con su sindicato de prestamistas a modificar la Facilidad de Crédito Rotativa. Bajo los términos modificados de la Facilidad de Crédito Rotativa, el índice de apalancamiento consolidado permitido a la Compañía (deuda a EBITDA) se incrementó de 3,5: 1,0 a 4,5: 1,0 con base en un promedio móvil de cuatro trimestres. Los otros dos “covenants” financieros no fueron modificados, a saber: (1) el 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 activos totales menos pasivos totales, excepto los de las filiales excluidas, Pacific Midstream Ltd. y Pacific Infrastructure Ventures Inc. Las modificaciones fueron aprobadas por el 100% del sindicato, conformado por 20 bancos internacionales y locales, reformas similares han sido realizados a los contratos de crédito. La Compañía cumplió con todos los “covenants” durante el tercer trimestre, incluyendo: (1) cobertura de intereses de 4,14; (2) de deuda a EBITDA de 4,35.



El 29 de septiembre, 2015, la Compañía obtuvo una renuncia temporal de sus acreedores bajo la línea de crédito rotativo con respecto al patrimonio neto consolidado de \$1 millardo, para un período de 90 días que expirará el 28 de diciembre de 2015. El patrimonio neto consolidado de la Compañía como se calcula anteriormente, fue \$629 millones al 30 de septiembre de 2015.

### *La eficiencia y el control de costos son esenciales para garantizar la competitividad*

En estos tiempos de alta volatilidad en el mercado, la eficiencia y el control de costos son elementos cruciales para lograr el éxito empresarial. Los costos de la Compañía se deben administrar de una manera eficiente con respecto a los gastos operacionales y de capital. Pacific E&P está trabajando en muchas formas para identificar potenciales mejoras, incluyendo un análisis para reducir el G&A y mejorar la eficiencia de los costos de levantamiento para ser más eficientes. De la misma manera, la Compañía trabaja en sinergias relacionadas con la gestión de la cadena de suministro con el fin de maximizar los ahorros en los contratos a largo plazo suscritos con los proveedores en los diferentes países donde operamos.

### *El crecimiento de la producción depende de la habilidad de la Compañía para reemplazar las reservas probadas de crudo y gas*

El plan de crecimiento en el mediano plazo requiere adicionar reservas para reemplazar la producción e incrementar las reservas probadas y los recursos. Los riesgos asociados con este plan de crecimiento incluyen:

- Desacuerdos en contratos de acuerdos Conjuntos con nuestros socios para lograr los objetivos de la Compañía;
- La intensa competencia para obtener adquisiciones que contienen recursos atractivos;
- La renovación y reposición de oportunidades en nuestro portafolio para mejorar la recuperación, y
- Las demoras para obtener los permisos ambientales.

Las actividades de mitigación incluyen un plan de incorporación de reservas por medio de exploración, adquisiciones, recuperación mejorada de crudo, y negociaciones con las entidades gubernamentales y otras partes interesadas; con diversos portafolios diversificado tanto en países como en riesgos geológicos. Adicionalmente los proyectos de capital para sistemas de producción y transporte se planifican para ser ejecutados de manera continua.

### *Entrega de importantes proyectos de disposición de agua*

La exitosa ejecución de disposición de agua, requiere entre otros, la existencia y disponibilidad de la tecnología necesaria, recursos de ingeniería y licencias ambientales para aumentar la producción de los yacimientos en la cuenca de los Llanos. Se han iniciado varios proyectos para manejar el volumen de la producción incremental de agua.

### *La naturaleza de las operaciones de la Compañía nos expone a una amplia gama de riesgos en salud, seguridad y medioambiente*

Teniendo en cuenta los límites geográficos, la diversidad operacional y la complejidad técnica de nuestras operaciones, la Compañía está potencialmente expuesta a riesgos en Salud, Seguridad y Medioambiente (“HSE”). La Compañía ha establecido entre otros:

- Procedimientos para seleccionar y evaluar a los contratistas en el cumplimiento de las directrices en HSE de la Compañía;
- Mejoras e implementación de programa de confiabilidad y mantenimiento para las instalaciones operacionales y los equipos con el propósito de garantizar la integridad de los activos de la Compañía;
- Realización de evaluaciones de riesgos en seguridad de manera regular en nuestros campos e instalaciones operacionales. y,
- Planes de Respuesta a Emergencias, en conjunto con los socios y otros operadores en áreas circunvecinas, incluyendo la reacción a peligros simulados.

Una práctica común en la industria petrolera es trabajar con contratistas, y la naturaleza del negocio de la Compañía y su principal activo de producción que implica contratar un número significativo de contratistas. La Compañía siempre mantiene los más altos estándares asociados a la industria, incluso por encima de las regulaciones locales cuando es necesario con el fin de garantizar el cumplimiento de las normas en HSE.

*La capacidad de lograr los objetivos estratégicos de la Compañía depende de cómo fortalece sus relaciones con las partes interesadas*

Mantener relaciones sólidas con las partes interesadas en las localidades donde opera la Compañía es un componente clave de la estrategia enfocada en el crecimiento sostenible. Con el fin de asistir en la atención a las expectativas de las partes interesadas, la Compañía ha diseñado un plan que incluye proyectos de inversión social cuyo fin es fortalecer las actuales Iniciativas de Responsabilidad Social Corporativas en las comunidades donde opera.

*Atracción, retención y sucesión planificada de los Recursos Humanos como una de las principales metas de la Compañía*

Uno de los factores claves para el éxito de Pacific E&P es su personal. La atracción y retención del talento humano son esenciales para el crecimiento y sostenibilidad de la Compañía, especialmente en términos del personal técnico y los gerentes experimentados quienes pueden resolver las necesidades del negocio y responder a los retos que la Compañía enfrenta actualmente.

La naturaleza de las operaciones de la Compañía nos expone a una amplia gama de acontecimientos políticos y cambios en el ambiente regulatorio y la ley.

La Compañía tiene operaciones en países donde se están llevando a cabo cambios políticos, económicos y sociales. Estos países han experimentado cambios en el ambiente regulatorio, cambios fiscales, huelgas, actos de guerra e insurrecciones. Todos los eventos pertinentes que puedan tener un impacto significativo sobre las actividades y resultados de la Compañía han sido identificados y analizados.

*Las operaciones pueden estar expuestas a incidentes de seguridad*

La Compañía opera en diferentes puntos geográficos donde el malestar social y civil e incidentes de seguridad se encuentran fuera del control de la Compañía. El portafolio de la Compañía en estos países puede estar expuesto a estos y otros eventos, que pueden impactar la estrategia de negocios. Con el fin de minimizar los daños colaterales en caso de que se materialicen estos riesgos, la Compañía ha establecido planes para proteger los activos y el personal, incluyendo Planes de Continuidad del Negocio y Planes de Gestión de Crisis.

*Control del fraude y la corrupción es uno de los principales objetivos de la Compañía*

La Compañía está comprometida a trabajar con transparencia y bajo los más altos estándares éticos. Una fuerte cultura de ética y transparencia ha sido desarrollada en base al Código de Conducta y Ética. Una evaluación del riesgo de fraude y corrupción se realiza anualmente de conformidad con las directrices de la Ley de Corrupción de Funcionarios Públicos Extranjeros (“CFPOA”) de Canadá y hemos actualizado los Sistemas de Prevención del Lavado de Activos y de Financiación del Terrorismo. Igualmente hemos implementado un programa cuyo objetivo es fortalecer el conocimiento de todos los empleados y contratistas con respecto a la política de prevención del blanqueo de capitales. Adicionalmente, con el fin de mejorar el entorno de control, la Compañía continuamente actualiza sus procedimientos de Delegación de Autoridad, y el Código de Ética y Conducta.

*El crecimiento futuro de la producción depende de la realización de importantes y complejos proyectos de infraestructura*

Pacific E&P enfrenta muchos desafíos, incluyendo la incertidumbre de la geología, las condiciones de frontera, los recursos de ingeniería y otras condiciones restrictivas en temas técnicos, fiscales y regulatorios. Estos desafíos son especialmente relevantes cuando la Compañía opera en áreas remotas que requieren servicios industriales, y por lo tanto demandan una planificación extensiva, vías de acceso, facilidades de producción, generación y transmisión eléctrica, capacidad de tratamiento y disposición del agua de producción, facilidades de almacenamientos y portuarias y capacidad de compresión de gas, entre otros requerimientos, con el fin de entregar a tiempo la producción según el Plan de Negocio.



## *Conversión Bpe*

El término “bpe” es usado en este Informe de Gestión. El bpe puede desorientar, en particular si se usa de manera aislada. Una conversión bpe 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. En este Informe de Gestión, hemos expresado bpe, usando la conversión estándar colombiana de 5,7 Mcf: 1 bbl, requerida por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

Todas las reservas de gas natural de la Compañía se encuentran 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, los 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. Para todas las reservas de gas natural en Perú, los bpe han sido expresados usando la conversión estándar utilizada en Canadá de 6,0 Mcf: 1 bbl. Si la conversión estándar de 6,0 Mcf: 1 bbl fuese usada para todas las reservas de gas natural de la Compañía, esto daría como resultado una reducción en las reservas 1P y 2P de aproximadamente 4,2 y 4,7 MMbpe, respectivamente.

## *Recursos Prospectivos*

Los lectores deben prestar atención a las estimaciones de las distintas clases de recursos y apreciar las diferentes probabilidades de recuperación asociados a cada clase. Las estimaciones de recursos recuperables restantes (no ajustados) incluyen los recursos prospectivos que no han sido ajustados por riesgo con base en la probabilidad de descubrimiento o la posibilidad de desarrollo y recursos contingentes que no han sido ajustados por riesgo con base a las posibilidades de desarrollo. No es una estimación de los volúmenes que pueden ser recuperados. La recuperación real probablemente sea menor y puede ser sustancialmente menor o nula.

Los Recursos Prospectivos son las cantidades de crudo estimadas, que a partir de una fecha determinada, son potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas por medio de la aplicación de proyectos de desarrollo futuros. Los Recursos Prospectivos tienen ambas, una oportunidad de descubrimiento y una oportunidad de desarrollo asociada. Los Recursos Prospectivos se subdividen adicionalmente de acuerdo con el nivel de certeza asociada con las estimaciones de recuperación, suponiendo su descubrimiento y el desarrollo, y pueden ser sub-clasificados sobre la base de la madurez del proyecto. No hay certeza de que alguna parte de los recursos sea descubierta. Si se descubren, no hay certeza de que algún descubrimiento sea técnicamente o económicamente viable para producir cualquier porción de los recursos.

## *Traducción*

Este Informe de Gestión fue preparado originalmente en el idioma inglés y subsecuentemente traducido al español. En caso de diferencias o discrepancias entre la versión original y la versión traducida, el documento en inglés prevalecerá y será considerado como la versión gobernante.

# Abreviaciones

Las siguientes abreviaciones se utilizan frecuentemente en nuestro Informe de Gestión:

<b>1P</b>	<i>Reservas probadas. (También se conocen como P90)</i>	<b>MDRT</b>	<i>Measure depht rotary table</i>
<b>2P</b>	<i>Reservas probadas + Reservas probables.</i>	<b>MDT</b>	<i>Modular Formation Dynamics Test</i>
<b>3P</b>	<i>Reservas probadas + Reservas probables + Reservas posibles</i>	<b>MWD</b>	<i>Measurement while drilling</i>
<b>API</b>	<i>American Petroleum Institute - gravity measure of petroleum liquid</i>	<b>MMcf/d</b>	<i>Millones de pies cúbicos por día</i>
<b>Bbl</b>	<i>Barriles</i>	<b>MD</b>	<i>Profundidad Medida</i>
<b>bbl/d</b>	<i>Barriles por día</i>	<b>MMbbl</b>	<i>Millones de barriles de petróleo</i>
<b>Bcf</b>	<i>Millardos de pies cúbicos</i>	<b>Mmbpe</b>	<i>Millones de barriles de petróleo equivalente</i>
<b>bpe</b>	<i>Barriles de petróleo equivalente</i>	<b>MMBtu</b>	<i>Millones de unidades térmicas británicas</i>
<b>bpe/d</b>	<i>Barriles de petróleo equivalente diario</i>	<b>MMcf</b>	<i>Millones de pies cúbicos</i>
<b>BSW</b>	<i>Basic sediments and water</i>	<b>MMcf/d</b>	<i>Millones de pies cúbicos por día</i>
<b>Btu</b>	<i>Unidad térmica británica</i>	<b>MMscf/d</b>	<i>Millones de pies cúbicos estándar por día</i>
<b>Bwd</b>	<i>Barriles de agua por día</i>	<b>MW</b>	<i>Megavatios</i>
<b>CBM</b>	<i>Millardos de Pies cúbicos</i>	<b>MWh</b>	<i>Megavatios por horas</i>
<b>DWT</b>	<i>Dead weight tonnage</i>	<b>NGL</b>	<i>Gas Natural Liquido</i>
<b>EPC</b>	<i>Ingeniería, obtención y construcción</i>	<b>OOIP</b>	<i>Crudo Original en Sitio</i>
<b>ESP</b>	<i>Bomba Electro Sumergible</i>	<b>Scf</b>	<i>Pies Cúbicos Estándar</i>
<b>FOB</b>	<i>Free on board</i>	<b>Stb/d</b>	<i>Barriles Estándar por día</i>
<b>GOR</b>	<i>Ratio Gas – Crudo</i>	<b>Tcf</b>	<i>Trillones de pies cúbicos</i>
<b>GDP</b>	<i>Producción doméstica bruta</i>	<b>TD</b>	<i>Profundidad Total</i>
<b>Ha</b>	<i>Hectárea</i>	<b>TVDSS</b>	<i>Profundidad verdadera por debajo del nivel del mar</i>
<b>Km</b>	<i>Kilómetros</i>	<b>USGC</b>	<i>Costa del Golfo US</i>
<b>KWh</b>	<i>Kilovatio Hora</i>	<b>WTI</b>	<i>Índice West Texas Intermediate</i>
<b>Mbbl</b>	<i>Miles de barriles</i>		
<b>Mbbl/d</b>	<i>Miles de barriles por día</i>		
<b>Mbpe</b>	<i>Miles de barriles de petróleo equivalente</i>		
<b>Mbpe/d</b>	<i>Miles de barriles de petróleo equivalente por día</i>		