

CONTENIDO

1. Prefacio	1
2. Temas de Interés del Segundo Trimestre	2
3. Resumen Financiero y Operativo	4
4. Discusión de los Resultados del segundo Trimestre del 2012	7
5. Estado de los Proyectos	15
6. Inversiones en Bienes de Capital	17
7. Discusión de los Resultados Financieros del Segundo Trimestre del 2012	17
8. Compromisos y Contingencias	23
9. Contratos de Administración de Riesgos	23
10. Información Trimestral Seleccionada	25
11. Transacciones con Partes Relacionadas	25
12. Controles Internos sobre los Reportes Financieros (“ICFR”)	26
13. Perspectivas Futuras	27
14. Mediciones Financieras Adicionales	28
15. Políticas de Sostenibilidad	29
16. Notificación Legal – Declaración sobre la Información con Miras al Futuro	30
17. Riesgos e Incertidumbres	30
18. Anuncio Precautorio	31
19. Abreviaciones	32

PACIFIC RUBIALES ENERGY CORP. INFORME DE GESTIÓN

Agosto 8 de 2012

Forma 51-102 F1

Para el trimestre finalizado el 30 de Junio de 2012

1. Prefacio

Este Informe de Gestión contiene información con miras al futuro y está basado en las expectativas, estimativos, proyecciones y suposiciones actuales de Pacific Rubiales Energy Corp. Esta información está sujeta a un número de riesgos e incertidumbres, muchos de los cuales están fuera del control de la Compañía. Se advierte a los usuarios de esta información que los resultados reales pueden diferir sustancialmente. Para mayor información acerca de los principales factores de riesgo y los supuestos subyacentes a nuestra información con miras al futuro, ver página 30.

Este Informe de Gestión es una evaluación y análisis tanto de los resultados como de la situación financiera de la Compañía efectuada por la gerencia, y debe leerse conjuntamente con los estados financieros consolidados, para el segundo trimestre del 2012, y los estados financieros consolidados auditados para el año 2011 incluyendo las notas relacionadas. La información financiera presentada se reporta en dólares de los Estados Unidos de América y en conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera 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 Junio de 2012 y el 30 de Junio de 2011, a menos que se indique lo contrario. Las siguientes mediciones financieras: (i) EBITDA; (ii) el flujo de fondos de las operaciones; y (iii) la utilidad neta ajustada de las operaciones referidas en este Informe de Gestión no son prescritas por las Normas Internacionales de Información Financiera (“IFRS”) y se encuentran descritas en “Mediciones Financieras Adicionales” en la página 28. Toda referencia a barriles netos o producción neta refleja solo la participación de la Compañía en la producción después de descontar regalías y la participación de los socios en la operación. La página 32 presenta un cuadro de abreviaciones de términos empleados en la industria gasífera y petrolera utilizados en este documento.

Con el fin de proporcionar a los accionistas de la Compañía la más completa información en relación con inversiones futuras potenciales 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.

Los términos tales como “nosotros”, “nuestros”, “Pacific Rubiales” o “la Compañía” hacen referencia a Pacific Rubiales Energy Corp., sus subsidiarias, asociaciones, e inversiones en sociedades conjuntas, a menos que el contexto indique lo contrario. Las tablas y graficas en este documento son parte integral de este Informe de Gestión.

Información adicional referente a la Compañía radicada ante las autoridades regulatorias de valores en Canadá incluyendo los reportes anuales y trimestrales de la Compañía y el Formulario Anual de Información se encuentran disponibles en SEDAR en www.sedar.com y en la página Web de la Compañía www.pacificrubiales.com al igual que en la Superintendencia Financiera de Colombia www.superfinanciera.gov.co. 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.

2. Temas de Destacados del Segundo Trimestre

La Gerencia está comprometida a cumplir con sus desafiantes objetivos operacionales, y a continuar desarrollando el ambicioso programa de inversión en Exploración y Producción (“E&P”), mientras ejecuta su intención estratégica más importante: El Crecimiento Sostenible y Rentable. En esta dirección, y al cierre del Segundo trimestre, una compañía más robusta comienza a emerger y a tomar forma, no solo enfrentando el reto de aumentar la producción en los campos existentes y construyendo sobre el éxito del programa exploratorio, si no también a través de la adquisición de nuevos y prometedores activos. Durante el Segundo trimestre del 2012, la Compañía, siguiendo su vocación de convertirse en un jugador internacional en petróleo y gas, ha ampliado su presencia fuera de Colombia, adquiriendo activos productivos en Perú y activos de exploración en Guyana y en Papúa Nueva Guinea.

Los resultados del segundo trimestre subrayan la fortaleza de los activos de la Compañía, su actividad operacional, y su capacidad de incrementar la producción y entregar resultados financieros importantes, construyendo sobre su conocimiento Técnico y pericia operacional.

Como resultado de las adquisiciones tanto en Colombia como en el Perú, la Compañía espera aumentar sus reservas 2P y la base de sus recursos para finales del año 2012, y adicionalmente también se espera un incremento en la producción a partir del tercer trimestre del presente año.

A continuación presentamos los temas de interés más relevantes del periodo trimestral finalizado en Junio 30 de 2012:

- **La producción continúa ascendiendo en el 2012.** Durante el segundo trimestre del 2012 la producción promedio neta en Colombia después de regalías alcanzó la cifra de 90,871 bpe/d (232,245 bpe/d producción total del campo). La producción neta en Colombia tuvo un crecimiento aproximado del 3% en comparación con el mismo periodo del año pasado, este aumento en la producción fue impulsado por más de 115 pozos de desarrollo perforados principalmente en los campos Rubiales y Quifa SO. La producción proveniente del campo La Creciente y de otros campos productores mantuvo un incremento del 4%. En el Perú, la producción promedio neta después de regalías alcanzó la cifra de 1,740 bbl/d (3,551 bbl/d producción total del campo) proveniente de la adquisición del 49% del porcentaje de participación en el Bloque Z-1, efectivo a partir de enero 1 de 2012. Los ingresos y la producción del Perú serán reconocidos al cierre de la negociación del bloque Z-1, la cual está sujeta a la aprobación por parte de las autoridades peruanas correspondientes.
- **Sólidos resultados financieros a pesar del descenso en los precios del petróleo.** A pesar de la reducción del 9% en los precios WTI, la Compañía reportó un aumento en los ingresos a \$1,036 millones en comparación con los \$958 millones reportados durante el mismo periodo del 2011. Adicionalmente, los ingresos de este periodo presentan un aumento del 11% en comparación con los ingresos obtenidos durante el primer trimestre del 2012 en mayores volúmenes de venta. Las utilidades netas consolidadas del segundo trimestre del 2012 fueron de \$224 millones ó \$0.76 por acción ordinaria, un descenso del 36% en comparación con las utilidades netas de \$349 millones ó \$1.30 por acción ordinaria reportado durante el segundo trimestre del 2011. Estas fueron impactadas por el aumento en los costos operacionales, unos mayores costos especiales no repetitivos registrados por Agotamiento, Depreciación y Amortización, menores ganancias en contratos de coberturas, y el aumento en los impuestos. Las utilidades netas ajustadas para el segundo trimestre del 2012 fueron de \$187 millones en comparación con los \$267 millones reportados durante el segundo trimestre del 2011.
- **EBITDA continua en ascenso:** Durante el segundo trimestre del 2012 el EBITDA totalizó \$560 millones (\$1,098 millones para los seis meses corridos del 2012), en comparación con los \$558 millones registrados durante el mismo trimestre del 2011 (\$921 millones para los seis primeros meses del 2011). El EBITDA del segundo trimestre del 2012 representó un margen de 54% en comparación con la totalidad de los ingresos obtenidos durante el periodo. El flujo de fondos proveniente de las operaciones aumento a \$415 millones, en comparación con los \$400 millones obtenidos durante el 2011.
- **El netback operativo se mantuvo sólido.** El netback operativo del petróleo crudo durante el segundo trimestre del 2012 se mantuvo sólido alcanzando la cifra de \$66.36/bbl, un aumento del 1% en comparación con el mismo periodo del 2011 (\$65.82/bbl) a pesar de la reciente caída de los precios internacionales del petróleo. El netback operativo del petróleo comercializado fue de \$2.99/bbl, un 6% menor al reportado durante el segundo trimestre del 2011 (\$3.17/bbl). En comparación con la cifra reportada durante el primer trimestre del 2012, el netback operativo del petróleo crudo se redujo en un 16%, debido principalmente a una caída del precio de referencia WTI. El netback operativo del gas natural fue de \$34.16/bpe, un aumento del 25% en comparación con el resultado del segundo trimestre del 2011 (\$27.31/bpe) y ligeramente menor que el reportado para el primer trimestre del 2012.

- **Inversiones totales.** Las inversiones durante el segundo trimestre del 2012 totalizaron \$316 millones (\$308 millones en el 2011), de los cuales \$121 millones se invirtieron en la expansión y construcción de infraestructura de producción; \$111 millones se invirtieron en actividades de exploración (incluyendo perforación, sísmica y otras actividades de geofísica) en Colombia, Perú y Guatemala; \$64 millones fueron destinados a la perforación de desarrollo; y \$20 millones en otros proyectos, incluyendo la tecnología de Recuperación Adicional Termal Sincronizada (“**STAR**”) desarrollada por la Compañía .
- **Se continuaron las actividades de perforación en los bloques exploratorios en Colombia con una tasa de éxito del 82%.** Durante el segundo trimestre del 2012 la inversión total neta en bienes de exploración fue del orden de \$111 millones, correspondientes a la perforación de 22 pozos, incluyendo 6 pozos estratigráficos y 16 pozos de evaluación y la adquisición de 182 km de sísmica 2D.
- **Comercialidad de Quifa Norte.** En Abril del 2012, la Compañía presentó a Ecopetrol, S.A. (“Ecopetrol”) la solicitud de comercialidad para esta parte del Bloque Quifa. Se espera que dicha comercialidad sea aprobada por parte del Comité Ejecutivo del Contrato de Asociación durante el tercer trimestre del presente año. Esta comercialidad permitirá a la Compañía incrementar su producción en este campo para finales del presente año.
- **Optimización de la estructura corporativa:** Con el propósito de optimizar la estructura corporativa de la Compañía, durante el segundo trimestre del 2012 se dio inicio al proceso de fusión de tres entidades panameñas y sus respectivas sucursales colombianas (Meta Petroleum Corp.; Tethys Petroleum Corp. y Quifa Petroleum Corp.) en un solo medio jurídico, Meta Petroleum Corp.
- **Adquisiciones:** en línea con la estrategia de la Compañía de crecimiento a largo plazo, un número de adquisiciones significativas fueron hechas durante y siguientes al segundo trimestre. Esto incluye activos productivos de crudo en Perú provenientes del bloque costa afuera Z-1 de BPZ, y activos productivos de crudos livianos y gas en Colombia provenientes de la adquisición de PetroMagdalena Energy Corp (“**PetroMagdalena**”). En adición, la Compañía adquirió participación significativa en intereses en nuevos bloques exploratorios costa afuera en Guyana, costa adentro en Colombia y en Papua Nueva Guinea, apuntando a capturar grandes recursos en etapas iniciales en nuevas o emergentes zonas exploratorias de hidrocarburos.
- **Continúa el progreso de las pruebas del proyecto STAR en Quifa SO.** El proyecto piloto continua según lo planificado, se espera el inicio de la inyección de aire durante el tercer trimestre del 2012.
- **Agencia crediticia actualiza la perspectiva de la Compañía a positiva.** El 16 de julio de 2012, Standard and Poors Rating Services (“**S&P**”) actualizó su perspectiva de Compañía pasando de “Estable” a “Positiva”, ratificando al mismo tiempo la calificación crediticia de la Compañía y su deuda no garantizada con derechos preferenciales a BB. Esto representa un fuerte respaldo a la fortaleza financiera y operacional de la Compañía, y al logro continuo de sus metas de crecimiento de producción y reservas.
- **Pago de dividendos.** En junio 29 de 2012, la Compañía pagó dividendos en efectivo por un monto acumulado de \$32 millones, ó \$0.11 por acción ordinaria a los accionistas registrados al 15 de junio y a los titulares de Recibos de Deposito Brasileños registrados al 12 de junio.

3. Resumen Financiero y Operativo

Resumen Financiero

El siguiente es un resumen de los resultados financieros de los tres y seis meses finalizados en junio 30 de 2012 y 2011:

<i>(en miles de dolares US\$ excepto cifras por acción o según se indique)</i>	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2012	2011	2012	2011
Ventas de petróleo y gas	\$ 1,035,854	\$ 957,509	\$ 1,967,704	\$ 1,541,058
EBITDA ⁽¹⁾	559,795	558,339	1,097,986	920,866
EBITDA Margen (EBITDA/Ingresos)	54%	58%	56%	60%
Por acción - básica (\$) ⁽²⁾	1.90	2.08	3.74	3.43
- diluida(\$)	1.84	1.87	3.62	3.08
Utilidad Neta ⁽³⁾	224,344	349,375	482,689	279,782
Por acción - básica (\$) ⁽²⁾	0.76	1.30	1.64	1.04
- diluida (\$)	0.74	1.20	1.59	1.00
Flujo de Caja de las Operaciones	131,906	116,273	708,005	436,076
Por acción - básica (\$) ⁽²⁾	0.45	0.43	2.42	1.63
- diluida (\$)	0.43	0.39	2.33	1.46
Utilidad neta ajustada de las operaciones ⁽⁴⁾	187,108	266,707	479,876	400,928
Por acción - básica (\$) ⁽²⁾	0.64	0.99	1.64	1.49
- diluida (\$)	0.62	0.89	1.58	1.34
Rubros no-operativos	(37,236)	(82,668)	(2,813)	121,146
Flujo de Fondos de las Operaciones ⁽¹⁾	415,223	400,202	807,687	666,909
Por acción - básica (\$) ⁽²⁾	1.41	1.49	2.75	2.49
- diluida(\$)	1.37	1.34	2.66	2.23

Utilidad Operativa Neta Ajustada

La utilidad neta total para el segundo trimestre del 2012 fue de \$224.3 millones los cuales incluyen un número de rubros no-operativos que totalizan \$37.2 millones principalmente relacionados con ganancias en derivados por ajuste al mercado y el efecto de ganancias y pérdidas en el cambio de divisas. Estos rubros no monetarios pueden o no materializarse u ocurrir nuevamente en periodos futuros. A continuación se presentan las utilidades netas ajustadas de las operaciones:

<i>(en miles de dolares US\$)</i>	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2012	2011	2012	2011
Utilidad neta reportada	\$ 224.344	\$ 349.375	\$ 482.689	\$ 279.782
Rubros No-operativos				
Perdida (ganancia) en contratos de admin. riesgos	\$ (42.679)	\$ (84.896)	\$ (50.599)	\$ 7.738
Compensaciones basadas en acciones	\$ 619	\$ 705	\$ 31.013	\$ 47.392
Impuesto al patrimonio	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 68.446
Ganacia (pérdida) cambio de divisas	\$ 4.824	\$ 1.523	\$ 16.773	\$ (2.430)
Total rubros no-operativos	\$ (37.236)	\$ (82.668)	\$ (2.813)	\$ 121.146
Utilidad neta ajustada de las operaciones ⁽²⁾	\$ 187.108	\$ 266.707	\$ 479.876	\$ 400.928

(1) Ver "Mediciones Financieras Adicionales" en la página 28.

(2) El número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación en el segundo trimestre finalizado el 30 de junio de 2012 y 2011 fue 294,561,287 (totalmente diluidas – 304,124,845) y 268,717,010 (totalmente diluidas – 298,832,627), respectivamente.

(3) Las utilidades netas del segundo trimestre del 2012 incluyen un deterioro de \$26.2 millones por la reducción del valor de ciertos activos de exploración y evaluación según lo exigen los reglamentos contables NIIF. El deterioro se reconoce en el estado consolidado de ingresos como agotamiento, depreciación y amortización.

- (4) Las utilidades operativas ajustadas son una medición financiera No-NIIF que representa la utilidad neta ajustada por ciertos rubros de naturaleza no-operativa incluyendo rubros no-monetarios. La Compañía evalúa su desempeño con base en las utilidades operativas netas ajustadas. La reconciliación "Utilidades Operativas Netas Ajustadas" enumera los efectos de ciertos rubros no-operativos los cuales se incluyen en los resultados financieros de la Compañía y pueden no ser comparables con otras mediciones presentadas por otras compañías.

Resumen de los Resultados

La Compañía produce y vende petróleo y gas natural. También compra petróleo crudo a terceros para ser utilizado como diluyente y para fines comerciales. El netback operativo combinado del petróleo crudo y gas mejoró durante el segundo trimestre del 2012 a \$63.12/bpe, un aumento del 2% en comparación con el mismo periodo del 2011. El netback operativo del petróleo crudo durante el segundo trimestre del 2012 fue \$66.36/bbl, un aumento del 1% en comparación con el mismo periodo del 2011 (\$65.82/bbl) y el netback del petróleo comercializado fue \$2.99/bbl, una reducción del 6% en comparación con el segundo trimestre del 2011 (\$3.17/bbl). El netback operativo del gas natural fue \$34.16/bpe, un incremento del 25% en comparación con el segundo trimestre del 2011 (\$27.31/bpe).

A continuación se presenta el netback operativo del petróleo, gas y volúmenes comercializados para los tres meses finalizados en junio 30 de 2012:

Combinado del petróleo crudo y gas (bpe)	Tres Meses Finalizados en Junio 30			
	2012	2012	2012	2011
	Oil	Gas	Combinado	Combinado
Promedio de producción diaria vendida (bpe/día)⁽¹⁾	98.507	11.002	109.509	106.643
Netback Operativo (\$/bpe)				
Precio de venta del crudo y gas natural	101,26	41,99	95,30	96,19
Costo de producción de barriles vendidos ⁽²⁾	8,13	5,16	7,84	5,29
Transporte (camiones y oleoducto) ⁽³⁾	13,09	0,70	11,84	11,34
Costos de diluentes ⁽⁴⁾	11,07	-	9,95	15,05
Otros Costos ⁽⁵⁾	3,95	2,48	3,80	1,24
Overlift/Underlift ⁽⁶⁾	(1,34)	(0,51)	(1,25)	1,32
Netback Operativo de petróleo crudo y gas (\$/bpe)	66,36	34,16	63,12	61,95

Crudo de comercialización	Tres Meses Finalizados en Junio 30	
	2012	2011
Volumen Promedio de ventas diario (bpe/día)	7,899	2,345
Netback Operativo (\$/bpe)		
Precio de venta crudo de comercialización	119,85	112,84
Costo del crudo comercializado ⁽⁷⁾	116,86	109,67
Netback operativo de crudo comercialización (\$/bpe)	2,99	3,17

- (1) La información de netback combinada operativa se basa en el volumen promedio ponderado diario vendido, la cual incluye los diluentes necesarios para mejorar la calidad de la mezcla Rubiales.
- (2) Los costos de producción principalmente corresponden a costos de levantamiento y otros costos de producción como personal, energía, seguridad, seguros y otros. El aumento de los costos de crudo se atribuye principalmente al mayor consumo de energía y de combustibles en comparación con el mismo periodo del año 2011. El aumento en el costo del gas se debió principalmente a los reacondicionamientos de pozos en los campos La Creciente y Guaduas.
- (3) Incluye los costos de transporte de petróleo crudo y gas por medio de oleoductos y carro tanques incurridos por la Compañía para llevar los productos al punto de entrega al cliente.
- (4) Los costos del diluyente durante el segundo trimestre del 2012 presentaron una reducción en comparación con el mismo periodo modelo del 2011 principalmente debido a la menor proporción de mezcla requerida para mejorar la calidad del crudo 12.5° API. El costo neto de la mezcla se estima en \$3.83 por bbl de crudo Rubiales (\$2.94 por bbl en el segundo trimestre del 2011) según se indica en la siguiente tabla:

Costo de dilución neto ajustado	Tres Meses Finalizados en Junio 30	
	2012	2011
Promedio de compra del diluyente	119.41	106.70
Derechos de oleoducto	11.70	7.76
Promedio del precio de venta de Rubiales Blend	102.50	102.19
Costo de dilución neto por barril	28.61	12.27
Porcentaje promedio de dilución	13.38%	24%
Costo neto de dilución	3.83	2.94

- (5) Otros costos corresponden principalmente a regalías sobre la producción de gas, mantenimiento de vías externas en el campo Rubiales, 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 periodo.

- (6) *Corresponde al efecto neto de la posición de overlift para el periodo, el cual asciende a \$12.5 millones, y que a su vez generó una reducción de \$1.25/bpe en los costos combinados según se explica en la sección "Discusión de los Resultados Financieros del Segundo Trimestre del 2012 – Posición Financiera – Costos Operativos" en la página 18.*
- (7) *El aumento de los costos de la comercialización durante el segundo trimestre del 2012 en comparación con el mismo periodo del 2011 está en línea con el aumento general del precio del WTI.*

La siguiente es la reconciliación de los volúmenes producidos vs los volúmenes vendidos durante el segundo trimestre del 2012:

Producción y volúmenes de ventas(bpe/día)⁽¹⁾	Tres Meses Finalizados en Junio 30			
	2012			2011
	Crudo	Gas	Combinado	Combinado
Producción promedio total	220,366	11,879	232,245	221,896
Producción bruta promedio (antes de regalías)	100,253	11,139	111,392	104,141
Inventario inicial (inventario final al 31 de marzo)	34,972	-	34,972	21,126
Producción neta promedio (después de regalías y consumos del campo)	79,732	11,139	90,871	88,092
Compras de diluyente y crudo para comercialización ⁽¹⁾	9,267	-	9,267	22,222
Otros movimientos de inventario ⁽¹⁾	(2,407)	(137)	(2,544)	(1,356)
Inventario final al 30 de junio	(15,158)	-	(15,158)	(21,096)
Volumen de ventas diarias promedio (bpe/día)	106,406	11,002	117,408	108,988
Desglose del volumen de ventas diarias promedio(bpe/día)				
Gas y crudo vendido	98,507	11,002	109,509	106,643
Crudo de comercialización vendido	7,899	-	7,899	2,345
Promedio total volumen de ventas diarias (bpe/día)	106,406	11,002	117,408	108,988

(1) *Ver detalles adicionales en "Movimientos de Inventario" en la página 12.*

Regalías y Asignación de Volúmenes

Regalías

Las actuales tasas de regalías aplicables a los hidrocarburos producidos en Colombia por la Compañía oscilan entre el 5% y el 20%, y en el Perú la tasa es del 5%. Las regalías sobre la producción representan el derecho de los respectivos gobiernos sobre una porción de la participación de la Compañía en la producción 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 petróleo crudo pueden pagarse en especie mientras que las regalías correspondientes al gas natural se cancelan en efectivo. En el Perú las regalías para el petróleo y el gas son calculadas usando un 5% sobre los ingresos brutos totales 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 antes de regalías en el campo Quifa SO es del 60%; sin embargo esta participación puede disminuir ocasionalmente si se activa la cláusula de precios altos (la "PAP") establecida en el Contrato de Asociación Quifa.

El 27 de Septiembre de 2011, Ecopetrol y la Compañía acordaron dar inicio a un proceso de arbitramento con el propósito de definir las diferencias en la interpretación de la cláusula PAP del Contrato de Asociación Quifa y su efecto sobre la división de la producción. En abril 12 de 2012, la Compañía inició un proceso de arbitramento ante la Cámara de Comercio de Bogotá. Este proceso de arbitramento se estima que tomará entre seis y doce meses, mandato para su conclusión.

Mientras dicho arbitramento sigue su curso, ambas compañías han acordado aplicar la fórmula utilizada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (la "ANH") para asignar la participación adicional a Ecopetrol a partir de la activación de la cláusula de precios altos la cual se llevó a cabo en abril del 2011, hasta que se emita el laudo arbitral. Con base en la fórmula de la ANH, la participación adicional en la producción para Ecopetrol entre abril 2011 y septiembre 2011 totalizó 542,697 bbls, todos los cuales ya han sido entregados a Ecopetrol a junio 30 de 2012.

Los volúmenes correspondientes a Ecopetrol de conformidad con la fórmula de ANH entre octubre 1 de 2011 y junio 30 de 2012 han sido totalmente entregados a Ecopetrol a través de una reducción en la cuota de producción neta.

4. Discusión de los Resultados del Segundo Trimestre del 2012

Adquisiciones

Durante y subsecuente al segundo trimestre del 2012, la Compañía entro y/o completo un significativo numero de adquisiciones, incluyendo, tanto activos de producción como de exploración en Colombia y en el Perú, y activos de exploración en Colombia, Perú, costa afuera en Guyana y costa adentro en Papua Nueva Guinea. Estas adquisiciones representan un importante movimiento transformacional para la Compañía ya que pasa de ser un productor local colombiano a una Compañía de E&P con actividades a nivel mundial, pero con sus activos claves enfocados en América Latina. Se espera que estas adquisiciones incrementen los volúmenes de producción durante la segunda mitad del 2012 y en el 2013, al igual que se incrementen de manera significativa los volúmenes de reservas 2P y los recursos libres de riesgo en las evaluaciones certificadas de recursos y reservas que se emitirán a finales del 2012.

Activos Productores

El 27 de abril de 2012, la Compañía anunció haber logrado un acuerdo con BPZ Resources Inc. (“BPZ”), con respecto a la adquisición del 49% del porcentaje de participación en el bloque Z-1 localizado costa afuera en el Perú. Según los términos de este acuerdo, Pacific Rubiales pagó \$65 millones por anticipado y pagará \$85 millones al cierre, adicionalmente la Compañía proveerá los fondos requeridos para cubrir los gastos en inversiones en bienes de capital y exploración de BPZ por un valor de \$185 millones a partir de enero 1 de 2012, la fecha efectiva. El cierre de la negociación está programado para finales del año en curso y esta sujeto a la aprobación del Gobierno Peruano y las autoridades regulatorias. Como parte de las negociaciones, la Compañía dirigirá las operaciones del campo bajo un acuerdo de servicios técnicos y a la fecha ya hay personal técnico trabajando en las operaciones en el Perú.

La producción neta registrada durante la primera mitad del 2012 atribuible al 49% del porcentaje de participación fue de 1,722 bbl/d procedente de los campos Corvina y Albacora . Las reservas netas 2P 100% certificadas a finales del año para el bloque fueron del orden de 93.9 MMbbl (46 MMbbl atribuible al 49% de participación de la Compañía). La Compañía cree que las reservas 2P apoyan sus expectativas de aumentar de manera significativa la producción del bloque una vez se lleven a cabo trabajos de desarrollo adicionales. Este primer desarrollo se realizará utilizando la nueva plataforma de perforación y producción denominada CX-15 cuyo valor asciende a \$77 millones y la cual estará en la locación en septiembre, y contará con un sistema para 24 pozos incluyendo pozos de inyección y producción.

Un programa de sísmica 3D el cual cubre aproximadamente el 80% del bloque Z-1 ha sido concluido, y se espera dar inicio a una segunda etapa del programa 3D durante el transcurso del presente mes. Este levantamiento sísmico está diseñado para evaluar tres prospectos exploratorios y seis venideros los cuales poseen recursos estimados en más de 2 millardos de bpe. La participación en el bloque Z-1 apunta a los planes de la Compañía de aumentar sus inversiones en el Perú, complementando así sus otras extensas propiedades de hidrocarburos en el país.

En junio 5, la Compañía celebró un acuerdo definitivo con PetroMagdalena, por medio del cual la Compañía adquirirá la totalidad de las acciones ordinarias emitidas y en circulación del capital de PetroMagdalena, por un desembolso en efectivo estimado en C\$253 millones. La adquisición fue aprobada por los accionistas de PetroMagdalena y se formalizo en julio 27.

PetroMagdalena participa en la operación de 19 propiedades en cinco cuencas en Colombia y produce aproximadamente 4 Mbpe/d netos, y a finales del año 2011 contaba con reservas netas 2P certificadas del orden de 22.9 MMbpe (58% en petróleo y líquidos). La Compañía aplicará su experiencia técnica y financiera a los activos adquiridos con el fin de destrabar y acelerar más activamente su exploración y desarrollo, mientras al mismo tiempo reduce algunos costos en G&A como resultado de la consolidación. La producción adquirida le garantiza a la compañía un suministro estratégico y confiable del diluyente requerido para su producción de crudo pesado en Colombia y adiciona importantes propiedades de exploración.

Activos Exploratorios

La Compañía ha decidido expandir su portafolio internacional por medio de adquisiciones de exploración en nuevas o emergentes importantes zonas de hidrocarburos a nivel mundial tales como la Región Productora del Atlántico Ecuatorial y la Región del Pacifico Sur en el Sureste Asiático.

En abril 29, la Compañía suscribió un acuerdo en firme con InterOil Corporation (“**InterOil**”) por medio del cual adquiere el 10% neto del porcentaje de participación en la Concesión PPL237 Petroleum Prospect License y en la estructura Triceratops localizada dentro de la Concesión PPL237, costa adentro en Papua Nueva Guinea para una inversión total aproximada de hasta \$345 millones por un periodo de cuatro años. La inversión incluye un pago anticipado de \$116 millones en efectivo, y los fondos para financiar un programa de trabajo previamente acordado, y pagos en efectivo basados en los recursos independientemente certificados de la estructura Triceratops. Los acuerdos fueron suscritos en julio 30, y están sujetos a la aprobación de las respectivas autoridades administrativas de Papua Nueva Guinea.

Con posterioridad a la firma inicial del acuerdo, InterOil anunció haber realizado pruebas de gas y condensado a tasas equivalentes a 17.6 MMcf/d con tasas de condensado de 13.6 a 16.3 bbl por MMcf de la sección superior del yacimiento perforado a una profundidad vertical total neta para la zona productiva de aproximadamente 1,500 pies en el pozo exploratorio Triceratops-2. Estas tasas de prueba de producción se comparan favorablemente con pruebas equivalentes realizadas en los intervalos a lo largo de la tendencia de la estructura Elk/Antelope. La estructura Elk/Antelope presenta recursos contingentes certificados de manera independiente del orden de 8.6 tcf gas y 129 MMbbl condensado. En adición a la estructura Triceratops existen otras siete estructuras adicionales identificadas por InterOil que aún no han sido perforadas.

En mayo 28 de 2012, la Compañía anuncio la suscripción de un acuerdo para la compra de una participación adicional en CGX Energy Inc. (“**CGX**”) la cual incluye una inversión acumulada de C\$30 millones, y que en conjunto con la participación adquirida en octubre del 2011 le otorga a la Compañía aproximadamente el 35% de las acciones ordinarias emitidas y en circulación de CGX sin diluir, y las cuales podrán incrementarse hasta un máximo del 41%, si se ejercen en su totalidad las garantías sobre acciones adicionales.

Igualmente, la Compañía celebró un acuerdo de servicios técnicos con CGX por medio del cual Pacific Rubiales proveerá asistencia técnica a CGX con respecto a sus operaciones y tendrá derecho a nombrar hasta tres directores en la junta directiva. Adicionalmente la Compañía tendrá la opción de participar en cada uno de los pozos obligatorios totalmente propios de CGX, y los cuales se perforarán en las Concesiones de Producción de Petróleo costa afuera (“**PPL**”) denominadas Corentyne y Annex, en Guyana, si provee el 50% de los fondos requeridos para la perforación de pozos exploratorios y ciertos costos de levantamientos sísmicos, a cambio del 33% del porcentaje de participación en los respectivos PPL.

CGX también posee el 25% del porcentaje de participación en el pozo exploratorio Jaguar-1 operado por Repsol en el PPL Georgetown, costa afuera en Guyana. El pozo arrojó muestras de crudos livianos, pero fue taponado y abandonado debido a problemas de seguridad industrial, antes de alcanzar la profundidad total y el objetivo primario del yacimiento. El pozo será perforado nuevamente el próximo año hasta alcanzar el objetivo primario.

Ambos proyectos, InterOil and CGX deben observarse dentro del contexto de la captura de grandes recursos en etapas iniciales con proyecciones al futuro. La Compañía considera que ambos proyectos representan cuencas de hidrocarburos de clase mundial, capaces de albergar enormes cantidades de recursos. En el caso de las propiedades costa adentro en Papua Nueva Guinea se encuentran grandes recursos de gas natural y condensado en la puerta de los mercados energéticos primarios de más rápido crecimiento en el mundo, y en el caso de las propiedades costa adentro en Guyana se observa una cuenca con una geología análoga a la de África Occidental y Brasil las cuales han arrojado gigantescos descubrimientos de petróleo. Esta es una estrategia similar a la utilizada por la Compañía para capturar amplias bases de recursos y rápidamente incrementar la producción a lo largo de la tendencia de petróleo crudo pesado en Colombia.

El Julio 24 de 2012 la compañía anuncio, la adquisición del 40% del porcentaje de participación en el Bloque Portofino, costa adentro en Colombia. La transacción contempla un pago en efectivo por \$23.5 millones a Petrolera Monterrico S.A. Sucursal Colombia (“**Petromont**”) lo cual incluye el pago por costos anteriores de exploración, más, \$2.2 millones para cubrir las obligaciones de Petromont relacionadas con un programa de trabajo previamente aprobado. Como parte del acuerdo, también existe una obligación adicional que incluye la financiación de ciertas instalaciones y actividades de producción requeridas hasta por \$45 millones. Esta última obligación de costos será recuperable del producto de venta de la producción. En un acuerdo separado, la Compañía pagará a Canacol Energy Ltd. una contraprestación en efectivo de \$3.7 millones con el fin de asumir la operación del bloque, siguiendo la perforación de los siguientes cuatro pozos. La transacción está sujeta a las aprobaciones normativas gubernamentales.

La Compañía es el mayor operador y productor de crudo pesado en Colombia y la adquisición del bloque Portofino encaja en la estrategia de la Compañía de aumentar su producción de crudo pesado, ya que este bloque está localizado dentro de la tendencia general de crudo pesado que alberga los gigantescos campos productores de Rubiales/Quifa y Castilla/Chichemene, el bloque es adyacente y con la tendencia al campo Capella de crudo pesado ahora en desarrollo. El bloque Portofino contiene un prospecto el cual la gerencia estima contiene un potencial estimado de recursos P50 de 140 MMbbl y hasta cuatro adicionales con aproximadamente 160 MMbbl.

Todas estas adquisiciones e inversiones serán financiadas con efectivo en caja y se espera que el capital de exploración y desarrollo asociado sea financiado utilizando el flujo de efectivo internamente generado por la Compañía.

Exploración

Durante el Segundo trimestre del 2012, la Compañía perforó un total de 22 pozos exploratorios, (incluyendo 16 de evaluación y 6 estratigráficos), de los cuales 18 fueron exitosos (3 estratigráficos y 15 de evaluación). De los pozos de evaluación, 13 pozos fueron perforados como pozos horizontales en los bloques Quifa y Sabanero, con el objetivo de no solo delimitar el yacimiento, si no también aumentar la producción temprana en estas dos áreas. Esto representa una tasa de éxito del 82%. La tabla que se presenta a continuación es un compendio de los resultados de la campaña de perforación realizada durante los tres meses finalizados en junio 30 de 2012 y 2011:

	Tres Meses Finalizados		Seis Meses Finalizados	
	Junio 30		Junio 30	
	2012	2011	2012	2011
Pozos exploratorios exitosos	-	-	1	2
Pozos de evaluación exitosos ⁽¹⁾	15	11	26	20
Pozos estratigráficos exitosos	3	1	7	4
Pozos secos	4	1	7	6
Total	22	13	41	32
Índice de éxito	82%	92%	83%	81%

(1) Incluye pozos de evaluación horizontales.

Detalles de los Pozos Exploratorios/Evaluación perforados durante el Segundo Trimestre del 2012

No de Pozo	Bloque	Área / Campo/ Prospecto	Nombre del Pozo	Tipo	Profundidad TVDSS (Piés)	Resultado (Piés) ⁽²⁾
1	QUIFA	Quifa Norte	AMBAR-18H	Evaluación HZ	-2,556	1,063
2	QUIFA	Quifa Norte	OPALO-10H	Evaluación HZ	-2,648	953
3	QUIFA	Quifa Norte	OPALO-12H	Evaluación HZ	-2,665	140
4	QUIFA	Quifa Norte	OPALO-13H	Evaluación HZ	-2,639	1,250
5	QUIFA	Quifa Norte	OPALO-14H	Evaluación HZ	-2,662	557
6	QUIFA	Quifa Norte	OPALO-11HST2	Evaluación HZ	-2,662	885
7	QUIFA	Quifa Norte	AMBAR-19H	Evaluación HZ	-2,603	1,176
8	QUIFA	Quifa Norte	AMBAR-20H	Evaluación HZ	-2,598	980
9	QUIFA	Quifa Norte	AMBAR-21H	Evaluación HZ	-2,608	833
10	SABANERO ⁽¹⁾	Prospecto Sabanero	SAB STRAT 12A	Estratigráfico	-2,548	8
11	SABANERO ⁽¹⁾	Prospecto Sabanero	SAB STRAT 14	Estratigráfico	-2,600	11
12	SABANERO ⁽¹⁾	Prospecto Sabanero	SAB STRAT 8 ST	Estratigráfico	-2,573	5
13	SABANERO ⁽¹⁾	Prospecto Sabanero	SAB 1ST	Evaluación	-2,529	20
14	SABANERO ⁽¹⁾	Prospecto Sabanero	SAB 4	Evaluación	-2,419	245
15	SABANERO ⁽¹⁾	Prospecto Sabanero	SAB SE2ST2	Evaluación	-2,379	2
16	SABANERO ⁽¹⁾	Prospecto Sabanero	SABANERO 3Hz1ST2	Evaluación HZ	-2,454	19
17	SABANERO ⁽¹⁾	Prospecto Sabanero	SAB 2Hz1ST	Evaluación HZ	-2,463	135
18	SABANERO ⁽¹⁾	Prospecto Sabanero	SAB 3Hz3ST2	Evaluación HZ	-2,407	16
19	SABANERO ⁽¹⁾	Prospecto Sabanero	SAB 5Hz2	Evaluación HZ	-2,449	13
20	CPE-1	TOPO	TOPO-1S	Estratigráfico	-2,300	0
21	CPE-1	LIPA SUR	LIPA SUR-1S	Estratigráfico	-3,950	0
22	CPE-1	CHILACOA	CHILACOA-1S	Estratigráfico	-6,750	0

(1) La Compañía posee el 49.999% del porcentaje de participación en Maurel et Prom Colombia B.V. ("Maurel et Prom Colombia"), la cual indirectamente posee el 49.999% de la participación en la operación del bloque Sabanero.

(2) Pozos denominados "HZ" corresponden a pozos perforados horizontalmente. "Resultado" representa el estimado del resultado encontrado en las secciones perforadas horizontal (HZ) ó vertical.

Durante el segundo trimestre del 2012, la Compañía continuó su actividad exploratoria en los bloques Quifa y Sabanero, al mismo tiempo concluyó la perforación de los tres pozos estratigráficos proyectados para el bloque TEA CPE-1. Esta actividad representa un total de 22 pozos (incluye los pozos perforados por Maurel et Prom Colombia) perforados durante el segundo trimestre. La Compañía también concluyó un estudio de sismica 2D en el bloque CR-1 e inició estudios de sismica e hiperespectrales en los bloques N-10-96 y O-10-96 en Guatemala.

En el área de Quifa Norte, la Compañía perforó un total de nueve pozos de evaluación. Todos estos pozos fueron exitosos y se encuentran en la etapa de pruebas extensas de producción. En abril 2012, la Compañía presentó la solicitud de comercialidad para esta parte del bloque. Se espera la aprobación de dicha comercialidad por parte del Comité Ejecutivo de la Asociación durante el tercer trimestre del 2012.

En el Bloque Sabanero, Maurel et Prom Colombia (el operador del Bloque), continuó la actividad exploratoria, perforando tres pozos estratigráficos y siete pozos de evaluación. Todos los pozos de evaluación se encuentran en la etapa de pruebas extensas.

En el Bloque CPE-1 TEA, la Compañía concluyó la perforación del pozo Topo-1S, y se perforaron los pozos estratigráficos Lipa Sur-1S y Chilacoa-1S. Todos los tres pozos fueron declarados sin potencial comercial, ya que solo se observaron muestras marginales de petróleo y gas antes de ser taponados y abandonados. Con estos pozos la Compañía cumplió con el compromiso de perforar cuatro pozos estratigráficos en el contrato TEA. La Compañía debe cumplir su compromiso de exploración de adquirir 540 km de sísmica 2D, la cual será completada durante la segunda mitad del 2012.

En el Bloque Guama, durante junio del 2012, se llevó a cabo un reacondicionamiento de fractura en el pozo COTORRA-1X en cuatro intervalos de arenas de la Formación Porquero. Después de la operación de fractura las pruebas indicaron 3 y 4 MMcf/d de gas y entre 150 y 200 BPD de condensado 56° API con obturadores de 12/64" y 16/64", respectivamente.

En los bloques LLA-7 y LLA-55 E&P, la Compañía dio inicio a las actividades de licenciamiento para la adquisición de dos estudios de sísmica 2D de 440 km.

En el bloque CR-1, la primera fase de sísmica 2D de 128 km se concluyó. El remanente del estudio planificado para un total de 319 km se llevará a cabo durante la segunda mitad del 2012.

En el bloque Tacacho, la Compañía continuó el proceso de licenciamiento requerido para la perforación de un pozo estratigráfico en la parte occidental del bloque. La Compañía espera perforar este bloque durante el tercer trimestre del 2012.

En el Bloque 138 en el Perú, la Compañía continua trabajando en la aprobación del Plan de Manejo Ambiental requerida para la perforación del pozo exploratorio, Yahuish 1.

En el bloque 135 en el Perú, la Compañía actualmente lleva a cabo la última fase para la obtención de los permisos ambientales con el fin de iniciar la adquisición de 789 km de sísmica 2D, la cual se espera iniciar durante el tercer trimestre del 2012.

En el bloque Z1 en Perú, la Compañía actualmente se encuentra llevando a cabo el procesamiento e interpretación de aproximadamente 1,400 km de información sísmica 3D adquirida recientemente por BPZ. Adicionalmente se adquirirán 470 km de información sísmica 3D durante el tercer y cuarto trimestre del 2012 cubriendo así la totalidad del bloque.

En los bloques localizados en Guatemala (N-10-96 y O-10-96) la Compañía, por intermedio del operador de los bloques (Compañía Petrolera del Atlántico S.A. ("CPA")), completó los estudios de aerogravimétricos y aeromagnéticos, y dio inicio a la adquisición de 324 km de sísmica 2D y un estudio de detección remota. La conclusión de estos programas está programada para el segundo semestre del 2012.

Producción

Producción Promedio Diaria de Petróleo y Gas – Volumen Neto Antes y Después de Regalías

Colombia

La producción neta promedio después de regalías alcanza la cifra de 90,871 bpe/d (232,245 bpe/d producción total de campo) lo cual representa un crecimiento aproximado del 3% en comparación con el mismo periodo del año anterior, principalmente atribuible a la perforación de 74 pozos productores en el campo Rubiales y 41 pozos productores en el campo Quifa Suroeste durante el mismo periodo, al igual que un aumento en la capacidad de las instalaciones de producción en Rubiales y Quifa. La producción neta de los campos Rubiales y Quifa aumentó un 3% y el campo de gas natural la Creciente en un 4% en comparación con el 2011, este último gracias a un aumento en la demanda de gas natural doméstico.

La producción del campo La Creciente y otros campos productores continúa en ascenso lo cual compensa la disminución en la producción reportada en los campos Rubiales y Quifa en comparación con lo reportado durante el primer trimestre del 2012, esto debido a la limitación de las licencias ambientales. Rubiales en el momento cuenta con una licencia ambiental para la disposición de agua de hasta 1.9 millones de barriles de agua por día, la mayoría es reinyectada en la subsuperficie, y ha solicitado una modificación de la licencia por 1.4 millones de barriles de agua adicionales por día, de los cuales se espera que se apruebe en el corto plazo la licencia para 400 mil barriles de agua por día y el millón restante para finales del año. Igualmente se espera que en Quifa, la licencia para construir las instalaciones de producción sea otorgada al mismo tiempo que la comercialidad de Quifa Norte, es decir durante el cuarto trimestre, incluyendo la licencia para la disposición de su agua.

Perú

La producción reflejada en la siguiente tabla corresponde al 49% de la producción estimada en el Bloque Z-1 durante el periodo comenzando en enero 1 de 2012 a junio 30 del 2012, de conformidad con el Acuerdo de Compra de Acciones ("SPA") suscrito en abril 27 de 2012 entre la Compañía y BPZ Resources, Inc. ("BPZ"). Según los términos de este SPA: (i) al termino, los ingresos y gastos operativos serán distribuidos a cada socio conforme a su porcentaje de participación y (ii) una vez otorgadas las respectivas aprobaciones por parte de las autoridades peruanas, la Compañía tendrá derecho a un 49% de participación en la producción de hidrocarburos del Contrato de Licencia Z-1, fecha efectiva enero 1 de 2012. Los ingresos ó costos de la producción del Bloque Z-1 aún no han sido reconocidos en los resultados financieros de la Compañía debido a que la titularidad de los derechos esta sujeta a la aprobación de las autoridades peruanas aplicables.

La producción neta después de regalías durante el segundo trimestre del 2012 correspondiente al recientemente adquirido Bloque Z-1, promedió 1,740 bbl/d (total bruto del campo 3,551 bbl/d). Se planea incrementar la producción durante el segundo semestre por medio de los reacondicionamientos de cinco pozos que se llevaran a cabo en el campo Corvina a partir de agosto del 2012. Se espera la llegada al Perú de una nueva plataforma de perforación y operación, (CX15) a finales de Septiembre, y el operador BPZ lleva a cabo el proceso para la obtención de las licencias ambientales requeridas para iniciar operaciones durante el cuarto trimestre. Una vez las aprobaciones por parte de las autoridades peruanas sean otorgadas, los ingresos y desembolsos se verán reflejados en los resultados de la Compañía de conformidad con el respectivo porcentaje de participación de cada uno de los socios.

La siguiente tabla presenta la producción promedio registrada durante los tres meses finalizados en junio 30 de 2012, en todos los campos productores de la Compañía, localizados en Colombia y en el Perú:

	Promedio Producción 2T (en bpe/d)					
	Producción total del campo		Participación antes de regalías ⁽¹⁾		Participación Neta después de regalías	
	2T 2012	2T 2011	2T 2012	2T 2011	2T 2012	2T 2011
Campos Productores Colombia						
Rubiales / Piriri	171,226	169,232	71,607	69,955	57,286	55,964
Quifa ⁽²⁾	44,542	36,010	26,584	21,487	20,826	19,698
La Creciente ⁽³⁾	11,085	10,674	10,901	10,449	10,898	10,447
Abanico	1,721	2,286	492	673	472	646
Rio Ceibas	-	1,778	-	480	-	384
Dindal / Rio Seco	983	1,376	635	755	524	627
Otros campos productores ⁽⁴⁾	2,688	540	1,173	342	865	326
Total Producción - Colombia	232,245	221,896	111,392	104,141	90,871	88,092
Campos Productores - Peru (ver nota abajo)						
Bloque Z-1 ⁽⁵⁾	3,551	-	1,740	-	1,740	-
Total Producción - Peru	3,551	-	1,740	-	1,740	-
Total Producción Colombia y Peru	235,796	221,896	113,132	104,141	92,611	88,092

(1) La participación antes de regalías es neta del consumo interno del campo.

(2) Incluye el campo Quifa SO y la producción inicial de los prospectos en Quifa Norte. La participación de la Compañía antes de regalías en el Campo Quifa SO es del 60% y disminuye según una cláusula de precios altos la cual asigna producción adicional a Ecopetrol.

(3) Las regalías de la producción de gas del campo La Creciente son pagables en efectivo y se contabilizan como parte de los costos de producción. Las regalías de los condensados se pagan en especie, lo cual representa un pequeño impacto en la participación neta después de regalías. La Compañía inició actividades para aumentar la capacidad del proceso a 120 MMscfd en La Estación La Creciente.

(4) Otros campos productores corresponden a activos productores localizados en los bloques Cerrito, Puli, Moriche, Las Quinchas, Arrendajo, Guasimo, Sabanero (La Compañía posee el 49.999% del porcentaje de participación en Maurel et Prom Colombia B.V., y por lo tanto la cual es propietaria indirecta del 49.999% de la participación en la operación del bloque), y Buganviles. Con sujeción a la aprobación de Ecopetrol y la ANH, la Compañía ha iniciado la desinversión de su participación en los bloques Moriche, Las Quinchas, Guasimo y Chipalo.

(5) El Bloque Z-1 incluye los campos Corvina y Albacora los cuales son operados por BPZ en los cuales la Compañía adquirió un porcentaje de participación del 49% en abril 27 de 2012. Una vez se logre el cierre de la transacción, la Compañía o cualquiera de sus subsidiarias será el gerente

de operaciones técnicas de conformidad con un Acuerdo de Servicios de Operación. Las regalías aplicables en el Perú se pagan en efectivo y se contabilizan como parte de los costos de producción.

- (6) El término bpe se utiliza en este Informe de Gestión. El bpe puede desorientar, en particular si se usa de manera aislada. La proporción de conversión de piés cúbicos a 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 expresamos el bpe utilizando la tasa de conversión estándar de 5.7 Mcf: 1 bbl requerido por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

La producción neta actual a agosto 7 de 2012, continua aumentando, alcanzando una producción diaria promedio de más de 100.000 bpe/d incluyendo los volúmenes provenientes de la adquisición de PetroMagdalena y del bloque Z-1 de BPZ en el Perú, es decir un 8% por encima del volumen de producción reportado a junio 30 de 2012.

Saldo de Existencias y Ventas

La siguiente es la reconciliación de la Compañía de los bpe producidos vs. los bpe vendidos durante los tres meses finalizados el 30 de junio de 2012:

<u>Movimientos de Inventario</u>	2T	
	<u>Total bpe</u>	<u>Promedio día</u>
	<u>Neto</u>	<u>Neto</u>
Inventario final al 31 de marzo de 2012	3.182.419	
<u>Transacciones en 2T 2012</u>		
Producción neta de petróleo y gas	8.269.209	90.871
Liquidación del overlift al 31 de marzo de 2012 ⁽¹⁾	(25.761)	(283)
Compra de diluentes	585.780	6.437
Compras de crudo para comercialización	257.501	2.830
Ventas totales ⁽²⁾	(10.709.594)	(117.688)
Overlift al 31 de marzo de 2012 ⁽³⁾	18.540	204
Compensación PAP	(145.417)	(1.598)
Compensación volumetrica y ganancias (pérdidas) operacionales	(2.921)	(32)
Inventario final al 30 de junio de 2012 ⁽⁴⁾	1.429.756	

(1) Este volumen corresponde a la liquidación del overlift para el petróleo crudo a marzo 31 de 2012, lo cual significó un menor volumen de ventas durante el período en el cual fue liquidado.

(2) Incluye la venta de petróleo crudo y gas producidos en campos productores más diluentes y en pozos exploratorios exitosos actualmente en pruebas extensas. La venta del volumen proveniente de las pruebas extensas se registra como menor monto de inversión de conformidad con las reglas contables NIIF.

(3) Este volumen corresponde a un overlift neto de 18,540 bpe de petróleo crudo y gas a junio 30 de 2012, el cual será liquidado en periodos futuros.

(4) Corresponde al inventario de crudo en tanques al finalizar junio 30 de 2012 en los campos y en el Terminal Coveñas al igual que el inventario permanente en los sistemas de oleoductos.

Actividad Comercial

Generalidades del Mercado durante el Segundo Trimestre del 2012

- Durante el segundo trimestre del 2012, los precios del petróleo crudo fueron presionados a la baja debido al débil crecimiento económico a nivel mundial generado por las inquietudes que representa la crisis de la deuda europea y los indicios de la desaceleración del crecimiento en China, dos eventos que pueden tener efectos sobre otras economías. Por otro lado, los datos macroeconómicos sobre el débil desempleo en los Estados Unidos, ha forzado a la Reserva Federal a aflojar las riendas de su política monetaria hasta finales del año con el fin de reducir los costos de los préstamos y tratar de estimular la economía.
- Según un reciente reporte de la OPEP, el mercado de hidrocarburos se vio afectado por: los altos inventarios acumulados en la Cuenca del Atlántico; la caída en los niveles de la demanda de las economías OECD, con la excepción del Japón, donde el cierre de la mayoría de las plantas nucleares del país fueron la razón del aumento de la quema de petróleo crudo, GNL y combustibles; el aumento de la producción en Libia; y adquisiciones moderadas de crudos dulces en los EEUU conectados con los aumentos en la producción de petróleo de esquisto.
- Durante el Segundo trimestre del 2012 también se observó mucha expectativa sobre los efectos de las sanciones de la UE sobre Iran. El mercado cree que la mayoría de los efectos de las sanciones ya han sido tasadas en los precios mundiales del crudo. Sin embargo, los riesgos de una tendencia alcista aún continúan, en particular si las negociaciones con Irán no presentan progreso alguno. De acuerdo al reporte de la OPEP, fuentes secundarias

indicaron una reducción en la producción de petróleo crudo de Irán durante el segundo trimestre del 2012 de 3.4 mmbbls/d en el primer trimestre del 2012 a 3.1 MMbbl/d.

- A pesar del cambio de planes en el oleoducto Seaway anunciado en EEUU en junio, los inventarios en Cushing continúan aumentando, lo cual muy probablemente haya motivado a que Enbridge, el operador haya anunciado que espera completar la expansión de 400 Mbb/d programada para el oleoducto Seaway para finales del año. La conexión de 150 Mbb/d la cual bombea crudo del centro de acopio Cushing en la Costa del Golfo US (“USGC”), estaba originalmente programada para el primer trimestre del 2013; pero el aumento de los inventarios en Cushing, muy probablemente haya apresurado los planes del operador del oleoducto.

Precios y Volúmenes de Ventas

Los siguientes son los precios de referencia promedio del petróleo y gas natural para los tres meses finalizados en junio 30 de 2012:

Precio Promedio de Petróleo y Gas	2T		1T	°API
	2012 (\$/bbl)	2011 (\$/bbl)	2012 (\$/bbl)	
Mercado Local	\$93.23	\$98.57	\$107.45	12.5
WTI NYMEX (Promedio Ponderado de Embarques PRE)	\$93.70	\$102.13	\$103.80	38
Vasconia (Promedio Ponderado de Embarques y Lotes PRE) ⁽¹⁾	\$104.68	\$110.52	\$113.96	24
Castilla (Promedio Ponderado de 9 Embarques PRE) ⁽²⁾	\$102.50	\$102.19	\$110.34	19
Rubiales Exportación 12.5 (Promedio Ponderado de Embarques PRE) ⁽³⁾	\$91.60	\$96.60	\$101.04	12.5
Bunker (380 - 500) ⁽⁴⁾	\$104.15	-	\$103.90	
Precio Internacional Realizado Combinado por Venta de Crudo	\$102.36	\$103.39	\$110.89	
PRE Ventas de Gas Natural (\$/MMBTU) ⁽⁵⁾	\$7.38	\$5.60	\$7.26	
Precio Realizado Combinado por la Venta de Crudo y Gas	\$96.95	\$96.54	\$103.53	
WTI NYMEX (\$/bbl)	\$93.35	\$102.34	\$103.03	
BRENT ICE (\$/bbl)	\$108.76	\$116.99	\$118.45	
Precio de Gas Regulado (\$/MMBTU) ⁽⁵⁾	\$5.80	\$4.26	\$5.81	
Precio Promedio de Gas Natural Henry Hub (\$/MMbtu)	\$2.35	\$4.35	\$2.50	

(1) Precio promedio ponderado de 3 embarques y 16 lotes de petróleo crudo Vasconia exportados por intermedio de terceros durante el segundo trimestre del 2012.

(2) Precio promedio ponderado de 7 embarques de petróleo crudo Castilla exportados durante el segundo trimestre del 2012.

(3) Precio promedio ponderado de 10 embarques pequeños de mezcla Rubiales (Rubiales-Sabanero-Comercializado) durante el segundo trimestre del 2012.

(4) Precio promedio ponderado de 3 Bunkers de MPC y 10 pequeños lotes de CIPF (Rubiales-Sabanero-Comercializado) durante el segundo trimestre del 2012.

(5) El precio de venta del gas natural doméstico es referenciado por el PMR para el gas producido en el campo la Guajira. El PMR se modifica cada seis meses con base en la variación del semestre anterior del Combustible Residual de la Costa del Golfo de los EEUU No. 6 1 % sulfuro, Platts.

- Como consecuencia de todo lo anterior, los precios del WTI disminuyeron en -\$9.68/bbl a \$93.35/bbl durante el segundo trimestre del 2012 en comparación con el precio de \$103.03/bbl reportado para el primer trimestre del 2012. Adicionalmente, los precios del WTI disminuyeron en \$8.99/bbl en comparación con el segundo trimestre del 2011. Los precios del Brent ICE presentaron una disminución similar durante el segundo trimestre del 2012 de \$9.69/bbl a \$108.76/bbl en comparación con el precio de \$118.45/bbl reportado durante el primer trimestre del 2012 al igual que una reducción de \$8.23/bbl en comparación con el segundo trimestre del 2011. El margen WTI Nymex - Brent ICE no presentó cambios durante el trimestre y se mantuvo en \$15.41/bbl vs. el primer trimestre del 2012.

- Los precios de crudos latinoamericanos y los crudos USGC disminuyeron levemente vs. el WTI. El petróleo crudo Maya, el cual es utilizado como referencia del crudo pesado experimentó una reducción vs. el WTI durante el segundo trimestre del 2012 a WTI +\$5.80/bbl vs. WTI +\$6.00/bbl en el primer trimestre del 2012, pero aumentó +\$5.30/bbl vs. WTI +\$0.50/bbl en el segundo trimestre del 2011.
- Con el fin de garantizar el suministro de diluentes para la mezcla de crudo Rubiales, la Compañía compró durante el segundo trimestre del 2012 6,437 bbl/d vs. 14,348 bbl/d durante el mismo periodo del 2011. La Compañía aumentó las compras de gasolina natural (82.1 °API) a 5,711 bbl/d y continuó con las compras locales de crudos livianos (40°API en promedio). El costo de la mezcla fue de \$3.83 por bbl de crudo Rubiales (vs. \$2.94/bbl durante el mismo periodo del 2011).
- Durante el segundo trimestre del 2012, las ventas de gas natural alcanzaron un promedio de 62.3 Mmscf/d. Estas ventas provienen de la producción del campo La Creciente, a un precio promedio de \$7.38/MMBtu (equivalente a \$7.37/Mmscf), lo cual representa una prima del 27% por encima del precio domestico regulado ponderado de \$5.80/MMbtu.

Volumen de Ventas al Exterior

A continuación se presenta el detalle de petróleo crudo exportado a los mercados internacionales durante el segundo trimestre del 2012:

<i>Exportación por destino</i>			<i>Exportación de petroleo por referencia</i>		
Destino	Volumen (MMbbl)	%	Tipo de crudo	Volumen (MMbbl)	%
Europa	3.00	31%	Castilla Blend	6.85	70%
LATAM/ Caribe	0.67	7%	Vasconia Blend	2.16	22%
EEUU	4.08	42%	Bunkers	0.15	2%
Asia	1.98	20%	Rubiales	0.57	6%
Total Exportaciones	9.73	100%	Total Exportaciones	9.73	100%

El mayor nivel de ventas ayudó a balancear la caída de los precios internacionales del petróleo y la leve reducción en la producción durante este periodo, lo cual permitió a la Compañía mantener el crecimiento de los ingresos en comparación con el primer trimestre del 2012. El volumen total de las ventas al exterior durante el segundo trimestre del 2012 alcanzó 9.7 millones de barriles, un aumento del 24% en comparación con el primer trimestre del 2012. Esto se logró gracias a los grandes esfuerzos comerciales en comparación con el periodo anterior y otro factor importante fue el aumento de la prima de las ventas de la Compañía con respecto a los precios reales del mercado del WTI.

Transporte de Hidrocarburos

- Durante el segundo trimestre del 2012, la Compañía transportó 112,286 bbl/d a través de diferentes oleoductos y sistemas de transporte por carro tanque, incluyendo 7,223 bbl/d de diluentes; 1,737 bbl/d de crudo de terceras partes a través de las Instalaciones en Guaduas; 66,780 bbl/d fueron transportados por el sistema de oleoductos ODL-Ocensa; y 16,999 bbl/d a través del oleoducto ODC.
- Igualmente durante el segundo trimestre del 2012, la Compañía transportó 31,304 bbl/d utilizando el sistema de transporte por carro tanque, sin lesiones o accidentes ambientales.
- A través de las instalaciones de Guaduas se manejaron y transportaron 24,851 bbl/d de petróleo crudo de la Compañía y de terceras partes. Esta operación manejó 11,190 bbl/d de terceras partes, lo cual generó una utilidad operacional de \$2.5/bbl para la Compañía y un total de utilidades de \$6 millones, sin ningún tipo de accidente operacional o ambiental durante este trimestre.

5. Estado de los Proyectos

Proyecto STAR en el Campo Quifa

En marzo de 2011, Pacific Rubiales y Ecopetrol acordaron continuar el Proyecto STAR en el Campo Quifa SO como paso previo para expandir la tecnología en el futuro. El proyecto utilizará las instalaciones de producción y la infraestructura existentes. Actualmente se ejecuta una prueba piloto en el campo bajo los términos y condiciones estipuladas en el Contrato de Asociación de Ecopetrol en Quifa.

Las instalaciones de producción y compresión de aire han sido completadas en el área piloto de Quifa. Se están poniendo en operación las instalaciones para el tratamiento de fluidos. Las facilidades de producción compuestas por dos plataformas de producción y separadores de gas individuales, y están operando plenamente. Se continúa en paralelo con las simulaciones numéricas.

Se completó un grupo de nueve pozos y se llevaron a cabo dos pruebas claves. La prueba de vapor se efectuó para determinar la respuesta del yacimiento al proceso termal y la prueba de nitrógeno para crear un mínimo de saturación de gas en el pozo con el propósito de facilitar la inyección del aire entrante. Ambas pruebas fueron exitosas, indicando una excelente respuesta del yacimiento, no solo el pozo inyector sino también los pozos productores.

A la fecha de este reporte la Compañía había concluido la construcción de los sistemas de seguridad y está a punto de iniciar la fase termal de inyección de aire de las operaciones.

Oleoducto ODL

La participación de la Compañía en el oleoducto ODL es del 35% donde el restante 65% pertenece a Ecopetrol. A junio del 2012 se habían transportado un total de 172 MMbbl de crudo diluido desde el campo Rubiales hasta las Estaciones Monterrey y Cusiana.

En noviembre del 2009, la junta directiva del ODL aprobó una expansión del oleoducto de 170,000 bbl/d a 340,000 bbl/d. A junio del 2012 toda la construcción mecánica había sido completada y probada. Las estaciones auxiliares se operan manualmente. La automatización será puesta en marcha durante la segunda mitad del año.

Durante la primera mitad del 2012, el sistema de oleoducto bombeó un total de 40 MMbbl, donde el 35% de este volumen corresponde a la participación en el petróleo crudo de la Compañía. En enero 21 de 2012, se llevó a cabo una prueba de la capacidad del oleoducto alcanzando la cifra de 357,600 bbl/d.

Proyecto Oleoducto Carmentea – Araguaey

Este nuevo proyecto incluye la extensión del oleoducto existente con tubería nueva de 36 pulgadas y 85 km de longitud, con una capacidad para transportar hasta 460,000 bbl por día entre Cusiana y Araguaey. Esto permitirá el transporte de volúmenes adicionales de crudo entre el Oleoducto ODL y el Oleoducto Bicentenario.

A junio del 2012, se completó la ingeniería básica del oleoducto. Durante la segunda mitad del 2012 se realizará la compra de la tubería. Se encuentran en curso los trámites para la obtención de los permisos ambientales.

Proceso de Dilución en Cusiana

El ODL dio inicio a la construcción de instalaciones que permitirán la dilución de 15° API a 18° API en la estación Cusiana OCENSA lo cual dio como resultado la optimización de los costos de diluyente. Se completó la ingeniería básica. Se hicieron los pedidos de los equipos principales y se otorgó el contrato de la construcción. El proyecto entrará en operación durante la segunda mitad del 2012.

Nuevas instalaciones de descarga en Rubiales

Con el fin de transportar la producción inicial de los campos circunvecinos actualmente en exploración, la Junta Directiva del ODL aprobó la construcción de instalaciones de descarga de camiones para crudo pesado en la estación de bombeo Rubiales. Se completó tanto la ingeniería conceptual como la básica. La primera fase de este proyecto manejará 6,000

bbl/d de petróleo pesado proveniente del CPE-6 y otros campos durante la segunda mitad del presente año. Fases subsecuentes están bajo estudio y dependen de las pruebas de los pozos en estos campos.

Oleoducto Bicentenario (“OBC”)

En diciembre del 2010 la Compañía adquirió un 32.88% de participación en el capital de OBC. El OBC es una compañía para propósitos especiales promovida por Ecopetrol, quien posee una participación del 55.97%, y cuenta con la participación de otros productores de petróleo que operan en Colombia, quienes controlan la restante participación del 11.15%. El OBC será responsable de la financiación, diseño, construcción y la operación del sistema de transporte de petróleo más moderno de Colombia, el cual se extiende desde Arguaney, en el Departamento del Casanare en el centro de Colombia, hasta el Terminal de Exportación Coveñas en el Caribe.

Los nuevos oleoductos adicionarán 450,000 bbl/d a la capacidad existente de los sistemas de oleoductos que conectan la Cuenca de Los Llanos con los mercados de exportación. Este proyecto el cual ha sido estructurado para ser desarrollado en etapas, incluye un nuevo oleoducto desde la Estación Arguaney hasta el terminal de exportación Coveñas. La extensión total de este nuevo oleoducto está estimada en 976 km en diferentes secciones con diámetros de 30, 36 y 42 pulgadas.

La fase 1, la cual incluye un oleoducto de 230 km y 42 pulgadas de diámetro desde Arguaney hasta Banadía se encuentra en construcción. A junio 2012, se habían soldado 133 km del oleoducto, la estación de bombeo se encuentra en expansión y se construyen dos tanques con una capacidad de 600,000 bbl en el terminal Coveñas. El progreso de la construcción de la fase 1 es del 55% a junio del 2012. El inicio del bombeo en el OBC está proyectado para el primer trimestre del 2013.

En mayo 11 de 2012 la Compañía anunció el cierre de la primera ronda del financiamiento para este proyecto. El financiamiento comprende una línea de crédito de bancos locales colombianos para un monto total de COP 2,100,000 millones a 12 años. El objetivo de la estructura del capital es alcanzar un índice de endeudamiento del 70/30%.

Petroeléctrica de los Llanos (PEL) – Proyecto de Línea de Transmisión de Energía

La Compañía incorporó en el 2010 a PEL, una subsidiaria totalmente propia, la cual será responsable de la construcción y operación de una nueva línea de transmisión de energía de 230 kilovoltios que conectará el campo Rubiales con la red eléctrica nacional de Colombia. La nueva línea de transmisión se originará en la Subestación Chivor y tendrá una extensión de 260 km. La línea incluye dos subestaciones que suministrarán energía tanto a las estaciones auxiliares del Oleoducto ODL, como a la principal subestación de los Campos Rubiales y Quifa. La nueva línea de conducción eléctrica suministrará hasta 192 MVA que se usarán en las actividades de producción y transporte de petróleo. La construcción en el campo se inició en mayo del 2012 y se espera que se concluya durante el tercer trimestre del 2013, y representará una reducción en los costos de operación por un estimado de \$0.07 KWh.

Proyecto GNL a Pequeña Escala

La Compañía está buscando formas alternativas para monetizar sus existencias de reservas de gas en el campo La Creciente, e igualmente explotar sus otros extensivos recursos de exploración de gas. La Compañía ha dado inicio a un proyecto de gas natural licuado (“LNG”) a pequeña escala el cual será desarrollado en conjunto con Exmar NV (“Exmar”), una compañía experimentada en el transporte y regasificación GNL con base en Bélgica. El proyecto tiene como objetivo el suministro de GNL para la generación de electricidad en América Central y el Caribe.

El proyecto comprende un gasoducto de 88 km con un diámetro de 18 pulgadas desde la Creciente hasta Tolu (Costa Atlántica de Colombia, 15 km noroeste de Coveñas) y una Unidad Flotante de Licuefacción y Regasificación y Almacenamiento (FLRSU). El FLRSU en Colombia puede conectarse a una Unidad de Almacenamiento Flotante (FSU) con fin de permitir las exportaciones FOB a cargueros de gas de petróleo licuado (145,000 CBM).

En marzo 2012 la Compañía firmó un acuerdo tarifario con Exmar. Bajo los términos de este acuerdo, la primera licuefacción de gas está programada para finales del 2014. Se ha otorgado el licenciamiento ambiental para la porción costa adentro del gasoducto. La construcción del equipo se lleva a cabo en el territorio chino. Las licencias ambientales para el gasoducto costa afuera (3.5 km) y la concesión del puerto se encuentran en curso. La ingeniería básica para el gasoducto y el muelle costa afuera se iniciará en el tercer trimestre del 2012.

6. Inversiones en Bienes de Capital

Las inversiones en bienes de capital durante el segundo trimestre de 2012, totalizaron \$316.5 millones (\$307.7 millones en 2011), de los cuales \$121 millones se invirtieron en la expansión y construcción de infraestructura de producción, con el fin de garantizar la capacidad de producción en los campos Quifa y Rubiales; \$110.6 millones se invirtieron en actividades de exploración (incluyendo perforación, sísmica y geofísica) en Colombia, Perú y Guatemala; \$64.6 millones para perforación de desarrollo; y \$20.3 millones en otros proyectos incluyendo el proyecto STAR. A continuación se presentan los detalles del programa de inversiones en bienes de capital para el 2012 y el 2011:

(en miles de dolares US\$)	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2012	2011	2012	2011
Instalaciones de producción	\$ 120,993	\$ 109,011	\$ 223,156	\$ 170,354
Perforación de producción incluyendo adquisición sísmica ⁽¹⁾	110,608	117,225	200,945	158,751
Perforación de desarrollo	64,544	49,956	120,973	106,014
Otros proyectos (STAR, Exportación de Gas, PEL)	20,338	31,513	38,470	34,076
Total Inversión en Bienes de Capital	316,483	307,705	583,544	469,195

(1) Incluye la inversión en exploración por \$34 millones en los bloques de Maurel et Prom Colombia, donde la Compañía posee un 49.999% del porcentaje de participación e indirectamente posee un 49.999% de participación en la operación del bloque Sabanero.

7. Discusión de los Resultados Financieros del Segundo Trimestre del 2012

Ingresos

(en miles de US\$)	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2012	2011	2012	2011
Ventas netas de crudo y gas	\$ 949,704	\$ 933,433	\$ 1,776,502	\$ 1,514,833
Ingreso por crudo comercialización	86,150	24,076	191,202	26,225
Total Ingreso	1,035,854	957,509	1,967,704	1,541,058
\$ por bpe crudo y gas	95.30	96.19	98.50	88.44
\$ por bpe crudo comercialización	119.85	112.84	115.95	110.34
\$ Total ingreso promedio por bpe	96.95	96.54	99.96	89.98

Las ventas netas de petróleo crudo y gas en el segundo trimestre del 2012 fueron \$1,035.9 millones, lo cual representa un aumento del 8% ó \$78.3 millones en comparación con las cifras reportadas para el mismo periodo del 2011. Las ventas netas continuaron en alza principalmente debido al incremento del 3% en la producción neta, y a la reducción neta de los inventarios. Para más detalles relacionados con las ventas de petróleo y gas, por favor ver la sección 4 – Actividades Comerciales. Los impulsores de los ingresos durante el segundo trimestre del 2012 se presentan en la siguiente tabla:

	2012	2011	Diferencias	% Cambio
Total bpe vendidos (Mbpe)	10,684	9,918	766	8%
Precio Promedio Combinado - crudo y gas y comercialización(\$/bbl)	96.95	96.54	0.41	0%
Ingresos Totales (000\$)	1,035,854	957,509	78,345	8%

Aumento en los ingresos debido al cambio en el volumen y precio para el segundo trimestre del 2012 en comparación con el mismo periodo de 2011, así:

Direccionadores del incremento del ingreso (000\$):		
Aumento debido al Volumen	73,980	94%
Aumento debido al Precio	4,365	6%
	<u>78,345</u>	

Costos Operativos

(en miles de US\$)	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2012	2011	2012	2011
Costos Operativos Crudo y gas	\$ 333,151	\$ 319,516	\$ 583,776	\$ 525,277
Costos de Operación de Comercialización (Underlift) Overlift	84,003 (12,490)	23,403 12,772	184,066 (29,905)	25,483 (5,292)
Costos Totales	404,664	355,691	737,937	545,468
\$ por bpe Crudo y Gas	33.43	32.92	32.37	30.67
\$ por bpe Costo Operativo Crudo de Comercialización	116.86	109.67	111.63	107.22
\$ per boe Under/Overlift	(1.25)	1.32	(1.66)	(0.31)
\$ Promedio por bpe Costo Total	37.88	35.86	37.49	31.41

Los costos operativos por bpe en el segundo trimestre del 2012 aumentaron en un 6% a la cifra de \$37.88 en comparación al mismo periodo del 2011. Este aumento se debe principalmente a:

- El aumento en los costos del consumo de energía y combustibles debido al aumento de los volúmenes de la disposición de agua, actualmente más de 2.5 millones bbls de agua tratada en los campos Rubiales y Quifa.
- Contratación de personal directamente asignado a la operación y al aumento de los salarios en un promedio de 8.9% en marzo del 2012.
- Los costos de transporte durante el segundo trimestre del 2012 aumentaron un 4% en comparación con el mismo periodo del 2011 principalmente atribuido al mayor volumen que se debe transportar por tierra debido a las limitaciones actuales de la capacidad del oleoducto y a un aumento global de los costos de transporte en carro tanque y a través de los oleoductos en Colombia.
- Aumento de las ventas del crudo comercializado en 505,467 bbl en comparación con el segundo trimestre del 2011 (213,373 bbl).

Agotamiento, Depreciación y Amortización

(en miles de US\$)	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2012	2011	2012	2011
Agotamiento, Depreciación y Amortización	\$ 223,354	\$ 178,124	\$ 390,102	\$ 327,184
\$ por bpe	20.91	17.96	19.82	18.84

Los costos de agotamiento, depreciación y amortización durante el segundo trimestre del 2012 fueron \$223.4 millones (\$178.1 millones en el mismo periodo del 2011). El aumento del 25% en comparación con el 2011 se debió principalmente al aumento de los costos de propiedades de petróleo y gas incurridos y sujetos a agotamiento y al aumento en la producción y el agotamiento y el deterioro de \$26.2 millones de ciertos activos de exploración y evaluación.

Generales y Administrativos

(en miles de US\$)	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2012	2011	2012	2011
Gastos Generales y Administrativos	\$ 71,395	\$ 43,479	\$ 131,781	\$ 74,724
\$ por bpe	6.68	4.38	6.69	4.30

Los gastos generales y administrativos para el segundo trimestre del 2012 fueron \$71.4 millones, lo cual representa un aumento de \$27.9 millones en comparación con el mismo periodo en el 2011, esto se debe primordialmente a:

- El número de empleados directos e indirectos durante el 2012 aumentó en un 18% para un total de 1,870 en comparación con los 1,588 empleados reportados durante el mismo periodo del 2011. Adicionalmente, los ajustes salariales de acuerdo a los estándares del mercado (para el año 2012, los salarios aumentaron 8.9% en promedio).
- El aumento en los costos de oficina, alquiler de oficinas, el personal de campo y asistencia técnica en apoyo del crecimiento de la producción y las actividades de exploración y honorarios profesionales adicionales relacionados con la adquisición de activos.

Compensación Basada en Acciones

(en miles de US\$)	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2012	2011	2012	2011
Compensación basada en acciones	\$ 619	\$ 705	\$ 31,013	\$ 47,392
\$ por bpe	0.06	0.07	1.58	2.73

La compensación basada en acciones disminuyó en \$0.1 millones o 12.2% a la cifra de \$0.6 millones, en comparación con los \$0.7 millones registrados en el 2011.

Gastos por Intereses

(en miles de US\$)	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2012	2011	2012	2011
Gastos por intereses	\$ 19,751	\$ 23,781	\$ 40,332	\$ 46,930
\$ por bpe	1.85	2.40	2.05	2.70

Los gastos por intereses incluyen los intereses pagados por préstamos bancarios, convertibles debentures, los Senior Notes, comisión por apertura de créditos rotativos, arrendamientos financieros y comisiones de las cartas de crédito. Para el segundo trimestre del 2012 los gastos por intereses totalizaron \$19.8 millones en comparación con los \$23.8 millones reportados durante el mismo periodo del 2011. La reducción en gastos por intereses en comparación con el 2011 se debió principalmente a \$1.9 millones en ingresos por intereses sobre el préstamo efectuado a OBC durante el cuarto trimestre del 2011, e ingresos adicionales por intereses de \$2 millones devengados de actividades de inversiones en efectivo.

Gastos por Impuesto al Patrimonio

(en miles de US\$)	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2012	2011	2012	2011
Impuesto al Patrimonio	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 68,446
\$ por bpe	-	-	-	3.94

El Congreso Colombiano aprobó una reforma fiscal en diciembre 29 del 2010 que impone una sobretasa sobre el impuesto al patrimonio de las compañías en Colombia. Esta sobretasa aumentó la tasa del impuesto al patrimonio de la Compañía del 4.8% al 6% aplicable sobre el patrimonio neto gravable a partir de Enero 1 de 2011. El impuesto total sobre el patrimonio de la Compañía a pagar entre los años 2012 y 2014 suma \$56.6 millones, los cuales se pagarán en cinco cuotas iguales. Sin embargo, la Compañía ha reconocido el total del impuesto al patrimonio a pagar en el estado consolidado de la posición financiera con el correspondiente gasto en el 2011. La suma reconocida se calcula descontando los ocho pagos futuros de impuesto al patrimonio del costo ponderado del capital de la Compañía al 10.8%.

Cambio de Moneda Extranjera

(en miles de US\$)	Tres Meses Finalizados		Seis Meses Finalizados	
	Junio 30		Junio 30	
	2012	2011	2012	2011
Cambio de moneda extranjera (pérdidas) ganancias	\$ (4,824)	\$ (1,523)	\$ (16,773)	\$ 2,430
\$ por bpe	(0.45)	(0.15)	(0.85)	0.14

Las pérdidas o ganancias en el cambio de divisas son el resultado de la traducción de activos o pasivos monetarios denominados en divisas extranjeras.

La pérdida en el cambio de moneda extranjera incurrida durante el segundo trimestre del 2012 se debió a la apreciación del peso colombiano con respecto al dólar americano, como resultado de la exposición neta de pasivos denominada en pesos colombianos.

Gastos por Impuesto a las Ganancias

(en miles de US\$)	Tres Meses Finalizados		Seis Meses Finalizados	
	Junio 30		Junio 30	
	2012	2011	2012	2011
Impuesto a la renta actual	\$ 134,595	\$ 140,714	\$ 263,707	\$ 218,371
Impuesto a la renta diferido	(12,987)	(58,423)	(82,729)	(86,706)
Total	121,608	82,291	180,978	131,665
\$ por bpe	11.38	8.30	9.19	7.58

La tasa impositiva en el Canadá fue reducida al 26.5% para el 2012 en comparación con el 28.25% para el 2011 y en Colombia se mantuvo en el 33% del ingreso gravable.

Los gastos por impuesto a la renta aumentaron durante el segundo trimestre del 2012, lo cual está en línea con el aumento de los ingresos y la ganancia operativa. La tasa impositiva efectiva del 35.15% esté en línea con la tasa estatutaria del 33% en el segundo trimestre del 2012. La tasa efectiva del 27% para los seis meses finalizados en junio 30 de 2012 es menor que la tasa estatutaria debido al efecto permanente de la tasa de cambio sobre el impuesto a las ganancias diferido y a los costos no deducibles para fines impositivos y las ganancias en los contratos de administración de riesgos.

El actual impuesto a las ganancias representa los impuestos a las ganancias en efectivo estimados pagados y pagables para el periodo. El actual impuesto a las ganancias disminuyó levemente a \$134.6 millones de \$140.7 millones durante el mismo periodo del 2011.

Utilidad Neta

(en miles de US\$)	Tres Meses Finalizados		Seis Meses Finalizados	
	Junio 30		Junio 30	
	2012	2011	2012	2011
Utilidad neta	\$ 224,344	\$ 349,375	\$ 482,689	\$ 279,782
\$ por bpe	21.00	35.23	24.52	16.11

Las utilidades netas para el segundo trimestre del 2012, totalizaron \$224.3 millones en comparación con las utilidades de \$349 millones reportadas en el 2011. Las utilidades netas de la Compañía durante el segundo trimestre del 2012 se vieron afectadas por un número de rubros no monetarios que totalizaron \$37.2 millones. Estos rubros no monetarios están relacionados principalmente con la compensación basada en acciones por \$0.6 millones, la pérdida por el efecto del cambio de divisas por \$4.8 millones y una ganancia en contratos de gestión de riesgo por \$42.7 millones. Estos rubros no monetarios pueden o no materializarse en periodos futuros. Excluyendo estos rubros, las utilidades netas ajustadas fueron \$187.1 millones (\$266.7 millones in 2011) o \$0.64 por acción ordinaria básica (\$0.99 en 2011).

Flujo de Fondos de la Operaciones

(en miles de US\$)	Tres Meses Finalizados		Seis Meses Finalizados	
	Junio 30		Junio 30	
	2012	2011	2012	2011
Flujo de Caja de las Operaciones	\$ 131,906	\$ 116,273	\$ 708,005	\$ 436,076
\$ por acción, básica	0.45	0.43	2.42	1.63
\$ por acción, diluida	0.43	0.39	2.33	1.46

La Compañía continuó generando un flujo de caja positivo de las operaciones como resultado del aumento en la producción, junto con el aumento en el precio realizado combinado de petróleo y gas. El flujo de fondos de las operaciones durante el segundo trimestre del 2012 totalizó \$131.9 millones. Este aumento se atribuye primordialmente al aumento del 2% en el netback combinado en el 2012 en comparación con el mismo periodo del 2011 (\$63.12 por bpe en el 2012 versus \$61.95 por bpe en el 2011), al igual que el aumento en el volumen de ventas tanto en el mercado doméstico e internacional.

Posición Financiera

EBITDA

A pesar de la caída en los precios internacionales del petróleo, la Compañía continúa presentando un EBITDA sólido.

El EBITDA del segundo trimestre del 2012 totalizó \$559.8 millones, lo cual representa un aumento del 0.3% comparado con la cifra de \$558.3 millones en el 2011. El aumento se atribuye al incremento en los ingresos generados principalmente por las ventas internacionales (90%); las cifras del EBITDA del gas y las ventas locales representan un 9% y 1%, respectivamente. El EBITDA del 2012 representa un margen del 54% en comparación con los ingresos totales para el periodo (58% margen en el 2011), el menor margen puede atribuirse al aumento en los costos generales y administrativos. El EBITDA acumulado de los seis meses corridos del 2012 totalizan \$1,098 millones, lo cual representa un aumento del 19% en comparación con el EBITDA reportado durante el mismo periodo del 2011 por \$920.9 millones.

Deudas e Instrumentos de Crédito

Durante el cuarto trimestre del 2011, la Compañía reestructuró los Bonos Convertibles y los Senior Notes, reduciendo así el costo de los préstamos y al mismo tiempo proporcionando la flexibilidad y capacidad requerida por la Compañía para continuar ejecutando sus estrategias de negocios. La Compañía cumplió con todos sus convenios de deuda durante el segundo trimestre del 2012. A junio 30 de 2012 la Compañía mantiene las siguientes deudas por pagar.

Senior Notes 2009

Los Senior Notes del 2009 son obligaciones directas subordinadas no garantizadas, con las siguientes fechas de vencimiento: noviembre 10, 2014 (33.3%), noviembre 10, 2015 (33.3%), y noviembre 10, 2016 (33.4%) y a una tasa de interés del 8.75% pagaderos semestralmente. Los Senior Notes del 2009 se encuentran en la Lista Oficial de la Bolsa de Valores de Luxemburgo y se cotizan en el Euro MTF. El capital por pagar de los Senior Notes del 2009 a junio 30 del 2012 era de \$91 millones.

Senior Notes 2011

Los Senior Notes del 2011 con fecha de vencimiento a diciembre 12 de 2021, son obligaciones directas subordinadas no garantizadas, con una tasa de interés del 7.25% pagaderos semestralmente. Los Senior Notes del 2011 se encuentran en la Lista Oficial de la Bolsa de Valores de Luxemburgo y se cotizan en el Euro MTF. El capital por pagar de los Senior Notes del 2011 a junio 30 del 2012 era de \$712 millones.

Línea de Crédito Rotativo

La Compañía cuenta con un línea de crédito rotativo no garantizada de \$350 millones a una tasa de interés de acuerdo con las calificaciones asignadas a la Compañía por sus títulos con derechos preferenciales por Standard & Poor's Ratings Group y Fitch Inc. Con base en la clasificación crediticia de la Compañía a diciembre 31 de 2011 y marzo 31 de 2012 la

tasa de interés era LIBOR más 2.25%. Adicionalmente, la Compañía debe pagar una cuota de compromiso del 0.75% sobre la porción sin utilizar de cualquier compromiso pendiente bajo la línea de crédito. A junio 30 de 2012 la Compañía había utilizado \$193 millones de la línea de crédito rotativo.

Bonos Convertibles

La Compañía tiene en circulación, Bonos Convertibles subordinados no garantizados, con fecha de vencimiento agosto 29 de 2013 (los "**Debentures**") por un valor nominal de C\$2.7 millones a junio 30 de 2012. Los Bonos Convertibles devengan intereses del 8% anual pagadero semestralmente. Los Bonos Convertibles en circulación son convertibles en acciones ordinarias a razón de C\$12.83 (2010 – C\$12.83) por acción, lo cual equivale a 77.9423 (2010 – 77.9423) acciones ordinarias por C\$1,000 del valor nominal de Bonos Convertibles, sujeto a los ajustes estipulados en el respectivo contrato de la misma. A junio 30 de 2012, el capital pendiente de pago de Bonos Convertibles era C\$2.7 millones.

Cartas de Crédito

A junio 30 de 2012, la Compañía había emitido cartas de crédito y garantías con respecto a compromisos operacionales y de exploración por un total de \$203 millones.

Datos de Acciones en Circulación

Acciones Ordinarias

A junio 30 de 2012, habían 294,867,113 acciones ordinarias emitidas y en circulación.

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

Opciones sobre Acciones y Garantías sobre Acciones

A junio 30 de 2012, estaban en circulación 6,684 garantías ejercibles sobre acciones para adquirir un igual número de acciones ordinarias y 25,609,909 opciones sobre acciones estaban en circulación, todas estas eran ejercibles.

Liquidez y Recursos de Capital

Liquidez

Los fondos aportados por las actividades operativas durante el segundo trimestre del 2012 totalizaron \$131.9 millones (\$116.3 millones en 2011). El aumento del flujo de caja en el 2012 fue el resultado del aumento en la producción y mayores precios combinados de petróleo y gas. La Compañía ha venido generando flujos de caja de las operaciones por la venta de crudo y gas natural y continúa adelante con sus planes para aumentar la producción futura.

A junio 30 de 2012, la Compañía poseía un capital de trabajo de \$451.3 millones, compuesto principalmente por \$566.3 millones en efectivo y equivalentes en efectivo, \$724.8 millones en cuentas por cobrar, \$86.7 millones en inventario, \$31.6 millones en impuestos recuperables, \$0.9 millones en gastos prepagados, \$695.7 millones en cuentas por pagar y pasivos acumulados, \$52.1 millones pagables por impuesto a las ganancias, \$191.9 millones de la porción corriente de la deuda a largo plazo y \$19.3 millones de las obligaciones de arrendamientos financieros.

A junio 30 de 2012, la Compañía había hecho efectivo la suma de \$193 millones de la Línea de Crédito Rotativo por \$350 millones.

La Compañía cree que posee los suficientes recursos para adelantar su plan de capital para el 2012, utilizando los flujos de caja de la Compañía provenientes de las operaciones y la deuda corriente actual. Con respecto a la amplia estrategia de integración de la Compañía, la Compañía pagará el plan de expansión con su propio flujo de efectivo. Sin embargo si se requieren recursos adicionales, existen posibles fondos disponibles a la Compañía para financiar inversiones en bienes de capital y operaciones incluyendo la línea de crédito rotativa, el capital de trabajo existente o incurrir en nueva deuda, o la emisión de acciones ordinarias, si fuese necesario.

8. Compromisos y Contingencias

Durante el curso normal de los negocios, la Compañía celebró 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 petróleo y gas, obligaciones de abandono, 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 18 de los estados financieros consolidados. La Compañía no tiene compromisos fuera del balance.

9. Contratos de Administración de Riesgos

La Compañía suscribe instrumentos financieros derivados para reducir su exposición a movimientos desfavorables en los precios de los productos básicos, 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.

Riesgo de los precios de los productos básicos

El riesgo en el precio de los productos básicos, es el riesgo de que los flujos de efectivo y las operaciones de la Compañía fluctúen como resultado de los cambios en los precios de los productos básicos. Los cambios significativos en los precios de los productos básicos pueden también impactar la habilidad de la Compañía para conseguir capital u obtener financiación adicional. Los precios de los productos básicos para el petróleo se ven impactados por los eventos económicos mundiales que dictan los niveles de oferta y demanda. Ocasionalmente, la Compañía podrá intentar mitigar el riesgo del precio de los productos básicos mediante el uso de derivados financieros. La Compañía reconoce el valor del mercado de sus instrumentos derivados como activos o pasivos en el estado consolidado de posición financiera. Ninguno de los instrumentos derivados de precios de productos básicos califica actualmente como coberturas del valor del mercado o como coberturas del flujo de efectivo, y por lo tanto, los cambios en su valor mercado se reconocen en las utilidades.

La Compañía tiene los siguientes contratos de gestión de riesgo del precio de los productos básicos en circulación (000\$):

Al 30 de junio de 2012

Activos

Instrumento	Período	Volumen (bbl)	Piso/techo o strike price (\$/bbl)	Referencia	Valor razonable
Zero cost collars	Julio a Diciembre 2012	6,233,292	70-75 / 121.50	WTI	12,068
Swap	Julio de 2012	1,900,000	(14.35)	WTI	3,366
Total					\$ 15,434
Corriente					\$ 15,434
Total					\$ 15,434

Pasivos

Instrumento	Período	Volumen (bbl)	Piso/techo o strike price (\$/bbl)	Referencia	Valor razonable
Call Option	Agosto a Diciembre 2012	5,350,000	120	WTI	(1,135)
Sold Put	Agosto a Diciembre 2012	5,350,000	61.5-64	WTI	(2,636)
Total					\$ (3,771)
Corriente					\$ (3,771)
Total					\$ (3,771)

Al 31 de diciembre de 2011

Instrumento	Período	Volumen (bbl)	Piso/techo o strike price (\$/bbl)	Referencia	Valor razonable
Call option	Febrero 2012 a diciembre 2012	8,790,000	109.50 -120	WTI	(29,353)
Sold put	Agosto 2012 a diciembre 2012	5,350,000	61.5 - 64	WTI	(8,732)
Zero cost collars	Enero 2012 a diciembre 2012	10,051,404	70-80 / 115-121	WTI	(1,798)
Total					\$ (39,883)
Corriente					\$ (39,883)
Total					\$ (39,883)

Para los tres y seis meses finalizados en junio 30 de 2012, la Compañía registró una ganancia de \$42.7 millones y \$50.6 millones (2011: ganancia de \$84.9 millones y pérdidas de \$7.7 millones) en los contratos de gestión de riesgo de los precios de los productos básicos, en las utilidades netas. En estos montos se incluyeron \$42.7 millones y \$51.5 millones de ganancias no realizadas (2011: ganancias no realizadas de \$86.2 millones y pérdidas no realizadas \$5.4 millones) lo cual representa el cambio en el valor del mercado de los contratos, cero y \$1 millón de pérdidas realizadas por las primas pagadas (2011: \$1.3 millones y \$2.5 millones de pérdidas realizadas).

Si el precio del forward del crudo WTI estimado a junio 30 de 2012 hubiese sido \$1/bbl más alto o más bajo, la ganancia o pérdida no realizada sobre estos contratos habría cambiado en aproximadamente \$3 millones (2011: \$5.8 millones).

Riesgo de las divisas extranjeras

La Compañía está expuesta a las fluctuaciones de la moneda extranjera frente al dólar norteamericano, la moneda funcional de la Compañía. Dicho riesgo surge básicamente por los gastos denominados en monedas distintas a la moneda funcional. La Compañía monitorea su exposición frente a los riesgos de moneda extranjera. Para reducir su exposición a la moneda extranjera, asociada con los gastos operacionales incurridos en pesos colombianos (“COP”), la Compañía puede suscribir contratos de derivados en moneda extranjera para manejar dichos riesgos. La Compañía tiene los siguientes contratos de gestión de riesgo que califican para contabilidad de cobertura de flujo de efectivo (000\$):

Al 30 de junio de 2012

Activo

Instrumento	Período	Valor	Piso-Techo (COP/\$)	Valor razonable
Currency collar	Julio a diciembre de 2012	\$ 325,200	1805-1975	\$ 7,819
Currency collar	Enero a diciembre de 2013	300,000	1825-1930	5,917
		\$ 625,200		\$ 13,736
Corriente				\$ 11,951
No corriente				1,785
Total				\$ 13,736

Pasivos

Instrumento	Período	Valor	Piso-Techo (COP/\$)	Valor razonable
Currency collar	Enero a diciembre de 2013	\$ 135,000	1825-1887	\$ (740)
		\$ 135,000		\$ (740)
Corriente				\$ (116)
No corriente				(624)
Total				\$ (740)

Al 31 de diciembre de 2011

Instrumento	Período	Valor	Piso-Techo (COP/\$)	Valor razonable
Currency collar	Enero a diciembre de 2012	\$ 650,400	1805 - 1975	\$ (27,504)
Currency collar	Enero a diciembre de 2013	120,000	1870 - 1930	(5,397)
		\$ 770,400		\$ (32,901)
			Corriente	\$ (27,504)
			No corriente	(5,397)
			Total	\$ (32,901)

La porción efectiva de los cambios en el valor del mercado de las anteriores coberturas de moneda se reconocen en otros ingresos comprensivos como ganancias o pérdidas no realizadas sobre las coberturas de flujo de efectivo. La porción efectiva es reclasificada como gastos operacionales y de producción en la utilidad neta en el mismo período en que se incurren los gastos operacionales cubiertos. Durante los tres y seis meses finalizados en junio 2012, \$13.1 millones y \$63.3 millones respectivamente (2011: \$12.9 millones y \$20 millones) de ganancias no realizadas fueron inicialmente registradas en otros ingresos comprensivos, y \$5.3 millones y \$10.4 millones (2011: \$7.1 millones y \$7.6 millones) fueron subsecuentemente transferidos al costo de producción y operación cuando se realizaron las ganancias. La Compañía excluye los cambios en el valor del mercado debido al valor del tiempo de las inversiones y registra estos montos junto con la ineffectividad de las coberturas en ganancias y pérdidas en la moneda extranjera en el período en el cual ocurren. Durante los tres y seis meses finalizados en junio 30 de 2012, \$11.1 y 17.4 millones (2011: \$3 millones y \$4.9 millones) de ineffectividad fueron registrados como pérdidas en el cambio de divisa.

10. Información Trimestral Seleccionada

(en miles de US\$)	2012		2011				2010	
	2T	1T	4T	3T	2T	1T	4T	3T
Financiera:								
Ventas netas	\$ 1,035,854	\$ 931,850	\$ 1,011,476	\$ 828,285	\$ 957,509	\$ 583,549	\$ 516,731	\$ 408,534
Ganancia neta (pérdida) para el período	224,344	258,345	80,834	193,720	349,375	(69,593)	61,370	113,152
Ganancias (pérdida) por acción								
- básica	0.76	0.88	0.29	0.71	1.30	(0.26)	0.23	0.43
- diluida	0.74	0.85	0.28	0.65	1.17	(0.26)	0.22	0.41

11. Transacciones con Partes Relacionadas

Las Partes se consideran relacionadas si una parte tiene la capacidad de controlar (financieramente o por medio 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.

Las transacciones entre las partes relacionadas se miden al valor en libros, a menos que sea durante el transcurso normal del negocio y tenga esencia comercial o si no es en el transcurso normal del negocio, el cambio en la propiedad de la participación en el artículo transferido o si el beneficio de un servicio suministrado es sustantivo y el monto intercambiado esta soportado por evidencia independiente. En estos casos las transacciones entre las partes se miden al monto intercambiado (en miles de dólares o según se indique):

- La Compañía alquila espacio para oficinas en Bogotá perteneciente a una entidad controlada por Blue Pacific Assets Corp ("**Blue Pacific**"). Tres directores y funcionarios de la Compañía controlan o proveen asesoría de inversión a los titulares del 67.2% de las acciones de Blue Pacific. El canon mensual bajo el contrato de arrendamiento es de \$0.4 millones.

Adicionalmente, la Compañía pagó \$0.2 millones y \$0.4 millones a Blue Pacific durante los tres y seis meses finalizados en junio 30 de 2012 (2011: \$0.5 millones y \$1.1 millones) por servicios de transporte aéreo.

- A junio 30 de 2012, la Compañía tenía cuentas por cobrar comerciales por \$3.4 millones (diciembre 31 de 2011 - \$2.4 millones) a Proeléctrica, donde la Compañía posee un porcentaje de participación indirecto del 20.2% y de la cual el 31.49% es de propiedad de Blue Pacific. Las participaciones indirectas tanto de la Compañía como de Blue

Pacific se mantienen a través de Pacific Power. Los ingresos provenientes de Proelectrica en el curso normal de los negocios de la Compañía fueron de \$10 millones y \$19 millones para los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2012 (2011: \$6.3 millones y \$10.2 millones).

- c) Durante los tres y seis meses terminados en junio 30 de 2012, la Compañía pagó \$6 millones y \$16.3 millones (2011 \$13.4 millones y \$24.3 millones) a Transportadora del Meta S.A.S (“**Transmeta**”) en costos de transporte de crudo. Además, la Compañía tiene cuentas por cobrar por \$2.8 millones (diciembre 31 de 2011: \$3.2 millones) a Transmeta y cuentas por pagar de \$8.9 millones (diciembre 31 de 2011: \$5.5 millones) a Transmeta a junio 30 de 2012. Transmeta es controlada por un director de la Compañía.
- d) Préstamos por cobrar por un total de \$374 (diciembre 31 de 2011: \$490) los adeudan tres directores y tres funcionarios de la Compañía a junio 30 de 2012. Los préstamos no devengan intereses y son pagaderos en cuotas mensuales iguales durante un período de 48 meses. Los préstamos fueron otorgados a estas personas en relación con costos incurridos por ellos como resultado de su relocalización.
- e) La Compañía ha suscrito contratos de transporte de aeronaves con Petroleum Aviation Services S.A.S., una compañía controlada por un director de la Compañía. Durante los tres y seis meses finalizados junio 30 de 2012, la Compañía pagó \$3.8 millones y \$7.3 millones (2011: \$2.4 millones y \$3.8 millones) en honorarios según lo establecido bajo los contratos de transporte. A junio 30 2012, la Compañía tiene cuentas por pagar por \$0.1 millones a Petroleum Aviation Services S.A.S. (diciembre 31, 2011: \$0.2 millones).
- f) Durante los tres y seis meses finalizados en junio 30 de 2012, la Compañía pagó \$17.7 millones y \$45.4 millones a ODL (2011: \$14.4 millones y \$20.3 millones) por servicios de transporte de crudo bajo el contrato en firme “Take or Pay” del oleoducto, y tiene cuentas por pagar por un valor de \$5.6 millones a ODL a junio 30 de 2012 (diciembre 31 de 2011: Cero). La Compañía recibió \$0.1 millones y \$0.4 millones de parte de ODL durante los tres y seis meses finalizados en junio 30 2012 (2011: \$0.3 millones y \$0.6 millones) con respecto a ciertos servicios administrativos y alquiler de equipos y maquinaria.
- g) Durante el cuarto trimestre de 2011, la Compañía junto con otros accionistas de OBC, celebró ciertos contratos de préstamos subordinados con OBC. De acuerdo con el contrato, la Compañía otorgará préstamos a OBC de hasta \$237.3 millones, de los cuales el capital se pagará en 10 cuotas semestrales iguales durante un período de 5 años. Los préstamos devengan una tasa de interés anual del 7.32% con pagos de intereses semestrales. A junio 30 de 2012, el saldo pendiente de los préstamos pagaderos a la Compañía bajo el contrato es de \$160.7 millones (diciembre 31 de 2011: \$102.3 millones) de los cuales \$128 millones han sido pagados en julio 9 de 2012. Se pagaron intereses de cero y de \$1.9 millones durante los tres y seis meses finalizados en junio 30 de 2012.
- h) La Compañía tiene cuentas por cobrar de \$0.5 millones a junio 30 de 2012 (diciembre 31 de 2011: \$0.5 millones) a Oil Aviation Services una compañía controlada por un director de la Compañía, por gastos de transporte aéreo.
- i) A junio 30 de 2012, la Compañía no tenía cuentas por pagar pendientes (diciembre 31 de 2011 - \$0.4 millones) a Helicol por concepto de servicios de transporte aéreo y pagó durante los tres y seis meses finalizados en junio 30 de 2012 \$1 millón y \$1.7 millones por este servicio (2011: cero). Helicol es controlada por un director de la Compañía.

12. Controles Internos sobre los Reportes Financieros (“ICFR”)

De acuerdo con el Instrumento Multilateral 52-109 (“NI 52-102”) de los Administradores de Títulos Valores del Canadá (“**CSA**”) la Compañía trimestralmente emite un “Certificado de Radicación Provisional” (“**Certificación**”). La Certificación 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 Certificación requiere que los funcionarios certificadores declaren que ellos diseñaron el DC&P, o hicieron que este fuese diseñado bajo su supervisión, para proveer la garantía razonable con respecto a que: (i) La información importante relacionada con la Compañía sea dada a conocer a los funcionarios certificadores por parte de otros funcionarios; (ii) La información requerida para ser divulgada por la Compañía en reportes radicados ante, o presentados a las autoridades regulatorias de títulos valores sea registrada, procesada, resumida y reportada dentro de los periodos de tiempo especificados por la legislación canadiense para títulos valores. Adicionalmente, la Certificación requiere que los funcionarios certificadores declaren que ellos han diseñado el ICFR o han hecho que este se diseñe bajo su supervisión,

para suministrar la seguridad necesaria referente a la confiabilidad de los reportes financieros y la preparación de los estados financieros para propósitos externos.

El departamento de auditoría interna de la Compañía apoya a la Junta Directiva, al Comité de Auditoría y a la Gerencia, y contribuye en la implementación de las estrategias de mejoramiento continuo de la organización. El proceso de auditoría corporativa provee razonables garantías con respecto a:

- La evaluación del diseño y la efectividad operativa de los controles internos sobre los reportes financieros y sobre los controles y procedimientos referentes a las revelaciones según lo estipulado por el Instrumento Nacional 52-109 emitido por la CSA.
- La efectividad y eficiencia de las operaciones.
- La confiabilidad en los reportes tanto internos como externos, y
- El cumplimiento con las leyes y reglamentos aplicables.

La Auditoría Corporativa, evalúa trimestralmente la efectividad del DC&P y del ICFR, circunscrita dentro de los requisitos del instrumento NI 52-109. Durante el presente trimestre la evaluación incluyó 325 controles sobre 27 procesos.

Con base en esta evaluación, la Compañía dedujo que no existen debilidades importantes o deficiencias significativas en el diseño y efectividad de los controles evaluados. Las deficiencias en los controles y las oportunidades de mejoramiento del ICFR se encuentran en las siguientes áreas:

- Procedimientos de licitación para la contratación
- Análisis de Ventas – Clientes
- Procesos de Mantenimiento
- Inversiones Financieras

Durante el segundo trimestre del 2012, la Auditoría Corporativa mantuvo su enfoque en las actividades de identificación, evaluación y manejo de riesgos críticos e importantes para la organización. Los siguientes son algunos de los más significativos riesgos estudiados, al igual que las acciones iniciadas por la gerencia para mitigar dichos riesgos:

- Cumplimiento con los reglamentos: Algunas de las actividades incluyeron la revisión y actualización de los programas de gobernabilidad incluyendo la Ley del Código Comercial de Ética y Corrupción de Funcionarios Públicos Extranjeros (“CFPOA”), programa de capacitación en controles al lavado de dineros, y la actualización de las obligaciones administrativas de la Compañía respecto a la normatividad expedida por los gobiernos y aplicable en los diferentes países.
- Volatilidad de los precios y tasas de cambio: La revisión se enfocó en los procesos y estrategias de cobertura, mejorando el ambiente de automatización con el propósito de mantener un mejor control sobre los Flujos de Efectivo en Riesgo.
- Potencial aumento del riesgo de fraude: Se llevaron a cabo revisiones de auditoría con el propósito de identificar planes de fraude relacionados con la apropiación indebida de activos, corrupción y fraude financiero, incluyendo capacitación en la concientización de fraude por parte de los empleados, de esta manera manteniendo la resistencia al fraude. Los resultados se utilizaron para priorizar los esfuerzos de detención de fraude con respecto a los riesgos actuales cruciales de fraude y se revisó la segregación de controles de funciones y otros controles al fraude.
- Seguridad de la información y protección de la privacidad: La revisión de la auditoría se enfocó en la implementación de herramientas para proteger el acceso a la red y la implementación de aplicaciones de seguridad, el uso de herramientas para la continua auditoría y monitoreo y el fortalecimiento del ambiente de control de la Tecnología de Información de conformidad con los estándares.
- Relaciones con partes interesadas: La Compañía ha establecido un sistema de apoyo y entendimiento entre múltiples partes interesadas para la preparación y gestión de problemas emergentes.
- Seguridad: El análisis y comprensión de los problemas de seguridad que se han incrementado en las diferentes áreas donde la Compañía ha iniciado la implementación de programas de mitigación.

13. Perspectivas Futuras

La Compañía continuará sus esfuerzos encaminados en aumentar la producción de su base de reservas y la capacidad de transporte. La inversión de capital durante el 2012 está enfocada en: (1) expandir la producción de la Compañía en sus principales campos productores Rubiales/Piriri y Quifa Suroeste; (2) aumentar la producción en los nuevos campos Quifa Norte y Sabanero; (3) desarrollar la propiedad CPE-6 y Quifa Norte hacia la fase de producción comercial de crudo; (4)

adquisición de activos de producción y exploración en Colombia; (5) continuar con las actividades de sísmica y perforación en su extenso portafolio de exploración de alto impacto en Colombia, Perú y Guatemala.

Los temas de interés del programa para la segunda mitad del 2012 incluyen:

- Una esperada aceleración en la producción de crudo en los campos Rubiales y Quifa Norte direccionados por la recepción de la licencia ambiental para incrementar la inyección de agua para Rubiales y la aprobación de la comercialidad para Quifa, lo cual permitirá el desarrollo de esta parte del bloque.
- Inversiones totales en bienes de capital por \$591.2 millones, un leve aumento con respecto al 2011, donde la exploración representa aproximadamente el 26% del presupuesto total. Se espera que el programa de capital sea totalmente financiado por fondos generados internamente y con efectivo disponible dentro de un ambiente de precios de crudo alrededor de \$85 WTI.
- Los gastos en exploración para la segunda mitad del 2012 serán del orden de \$156 millones, incluye la perforación de 23 pozos adicionales de exploración, adquisición de información sísmica y facilidades de producción temprana. Como parte del programa global de perforación, aproximadamente 9 pozos exploratorios tienen como objetivo prospectos de alto impacto, incluyendo pozos en los bloques CPO-1, CPE-6, CPO-12, CPO-17, Quifa y Sabanero.
- Se planificó la perforación de 285 pozos de desarrollo brutos (141.75 netos) por un valor de US\$241 millones un aumento significativo en comparación con el 2011, donde las actividades estarán enfocadas en el desarrollo de los bloques Quifa Suroeste, Quifa Norte y Sabanero, y se continuará con la perforación actual en curso en los campos Rubiales/Piriri.
- Se invertirán \$293 millones en instalaciones, de los cuales aproximadamente el 35% estarán dirigidos a Quifa; 29% a Rubiales/Piriri; 8% a Sabanero; 7% a CPE-6; 6% al proyecto STAR y el resto a otros proyectos.

14. Mediciones Financieras Adicionales

Este reporte contiene los siguientes términos financieros los cuales no se consideran mediciones según las NIIF: netback operativo, utilidad operativa neta de las operaciones, flujo de fondos de las operaciones, utilidades operativas ajustadas y EBITDA. Estas mediciones no-NIIF no tienen ningún significado estandarizado y por lo tanto no se pueden comparar con mediciones similares presentadas por otras compañías. Estas mediciones no-NIIF se incluyen porque la gerencia usa la información para analizar el desempeño operativo, el apalancamiento y la liquidez. Por lo tanto, estas mediciones financieras no-NIIF no deben ser consideradas de manejar aislada o como sustitutos de mediciones de desempeño preparadas de conformidad con las NIIF.

a) Flujo de Fondos

La siguiente tabla presenta la reconciliación del flujo de fondos de las operaciones con el flujo de caja operativo para los periodos de tres meses finalizados en junio 30 de 2012 y 2011:

(en miles de US\$)	Tres Meses Finalizados Junio 30		Seis Meses Finalizados Junio 30	
	2012	2011	2012	2011
Flujo de caja de las operaciones	131,906	116,273	708,005	436,076
Cambios en capital de trabajo no monetario	(283,317)	(283,929)	(99,682)	(230,833)
Flujo de Fondos de las Operaciones	415,223	400,202	807,687	666,909

b) EBITDA

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

(en miles de US\$)	Tres Meses Finalizados		Seis Meses Finalizados	
	Junio 30		Junio 30	
	2012	2011	2012	2011
Ganancias Netas	\$ 224,344	\$ 349,375	\$ 482,689	\$ 279,782
Ajustes a ganancias netas				
Gastos impuesto a la renta	121,608	82,291	180,978	131,665
Pérdida cambio de moneda extranjera (ganancia)	4,824	1,523	16,773	(2,430)
Costos por intereses	19,751	23,781	40,332	46,930
(Ganancia) pérdida en contratos de gestión de riesgo	(42,679)	(84,896)	(50,599)	7,738
Pérdida en inversión en acciones	6,862	7,701	4,105	11,089
Otros gastos (ingresos)	1,112	(265)	2,593	3,070
Compensación basada en acciones	619	705	31,013	47,392
Impuesto al patrimonio	-	-	-	68,446
Agotamiento, depreciación, y amortización	223,354	178,124	390,102	327,184
EBITDA	559,795	558,339	1,097,986	920,866

c) Utilidades Ajustadas

Las utilidades ajustadas de las operaciones son una medición no-NIIF la cual representa las utilidades netas ajustadas para ciertos rubros de naturaleza no-operacional incluyendo rubros no-monetarios. La Compañía evalúa su desempeño con base en las utilidades netas ajustadas de las operaciones. La reconciliación "Utilidades Netas Ajustadas de las Operaciones", relaciona los efectos de ciertos rubros no-operacionales los cuales son incluidos en los resultados financieros de la Compañía y pueden no ser comparables con mediciones similares presentadas por otras compañías.

15. Políticas de Sostenibilidad

La Compañía ha establecido directrices y sistemas de gestión encaminados a cumplir con las leyes y reglamentos de Colombia y otros países donde opera, y al mismo tiempo garantizar que el desarrollo sostenible sea una de las prioridades de la Compañía. En el pasado, la Compañía involucró a diferentes partes interesadas con fin de garantizar que a medida que la Compañía crezca, su respeto y atención al medioambiente, sus empleados y otras partes interesadas también crezcan. La Compañía dedica una cantidad significativa de tiempo y recursos en el logro de sus metas ambientales y de seguridad. La Compañía posee un grupo de trabajo encargado tiempo completo de los temas que afectan el medioambiente y las comunidades locales. La Compañía ha instituido programas sociales específicos en las áreas en las cuales opera, los cuales son ejecutados por los empleados o supervisores en las áreas de operación. La Compañía continuamente monitorea las áreas donde opera para determinar las necesidades de las comunidades con el propósito de formular los programas más apropiados. La Compañía también está involucrada en la provisión de suministros para salud y educación, la construcción de colegios, el suministro de fondos para hospitales y el patrocinio de eventos culturales y deportivos a nivel local.

En junio del 2011 la Compañía anunció su apoyo a la Extractive Industries Transparency Initiative (la "EITI"). La EITI es una organización sin fines de lucro formada en el 2002 durante La Conferencia Global para el Desarrollo Sostenible en Sur de África. La EITI apoya el mejoramiento de la gobernabilidad en países ricos en recursos por medio de la verificación y total publicación de los pagos efectuados por las compañías y los ingresos gubernamentales provenientes del petróleo, gas y la minería. Las Normas de la EITI son implementadas por los gobiernos dentro de una estructura que involucra a las partes interesadas a nivel internacional. Actualmente, más de cincuenta de las más grandes empresas de petróleo, gas y la minería han decidido ser parte de EITI. Las iniciativas de EITI están encaminadas a la buena gobernabilidad de manera que la explotación de recursos pueda generar ingresos que promuevan el crecimiento y reduzcan la pobreza.

Pacific Rubiales fue la primera empresa en Colombia en implementar las normas EITI y está comprometida en jugar un papel fundamental en la implementación de EITI en Colombia al colaborar con todas las partes interesadas dentro del programa EITI. En Canadá, el cual es un país que apoya EITI y en Perú y Guatemala los cuales son países candidatos a ser parte de EITI, Pacific Rubiales está comprometida con la prestación de apoyo efectivo a los procesos de EITI.

Respecto a cómo la Compañía maneja los impactos del cambio climático, Pacific Rubiales intenta implementar el Carbon Disclosure Project en el 2012. Consecuentemente Pacific Rubiales integrará en su estrategia de negocios la necesidad de documentar, controlar y eventualmente reducir las emisiones de carbono.

En 2012, la Junta Directiva nombró un Comité de Sostenibilidad cuyo fin es apoyar a la Junta Directiva en la tarea de ejecutar las políticas de sostenibilidad de la Compañía, incluyendo temas ambientales, sociales, de salubridad, seguridad y éticos. Este Comité es responsable de aconsejar a la Junta Directiva, el Comité de la Junta Directiva y a la gerencia ejecutiva con respecto a dichos temas.

Para mayores detalles con respecto a las políticas de sostenibilidad de la Compañía por favor ver el Reporte de Sostenibilidad disponible en nuestra página Web.

16. Notificación Legal – Información con Miras al Futuro y Declaraciones

Ciertas afirmaciones contenidas en este Informe de Gestión 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”, 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 que 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 petróleo y gas también se pueden considerar como información con miras al futuro en la medida que estas incluyen estimativos del petróleo 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.

17. Riesgos e Incertidumbres

Los negocios y operaciones de la Compañía estarán sujetos a un sinnúmero de riesgos. La Compañía considera los riesgos estipulados a continuación como los de mayor importancia para los posibles inversionistas de la Compañía, pero no incluye todos los riesgos asociados con una inversión en títulos valores de la Compañía:

- Fluctuación de los precios del petróleo y gas;
- Flujos de Caja y Requerimientos Adicionales de Financiación;
- Condiciones Financieras Mundiales;
- Exploración y Desarrollo;
- Peligros y Riesgos Operativos;
- Estimativos de Reservas;
- Costos de Transporte;

- Interrupción de la Producción;
- Riesgos Políticos;
- Factores Ambientales;
- Asuntos de Titularidad;
- Dependencia en la Gerencia;
- Cambios en la Legislación;
- Repatriación de Utilidades;
- Ejecución de Responsabilidad Civil;
- Competencia;
- Pago de Dividendos;
- Permisos Ambientales y Permisos Requeridos;
- Seguridad;
- Relaciones con los Socios;
- Transporte del Petróleo y Gas;
- Disponibilidad de Diluentes;
- Eliminación de Agua;
- Contratación y Retención de Talentos;
- Relaciones Laborales;
- Obras de HSE;
- Relaciones con la Comunidad;
- Fraude;
- Fluctuación en la Tasa de Cambio;
- Continuidad del Negocio;
- Cumplimiento con los Reglamentos, y
- Relaciones con los Accionistas.

Si cualquiera de estos riesgos se materializa en eventos o circunstancias reales o si cualquier otro riesgo o incertidumbre adicional que la Compañía ignore en el momento o que considere que no es importante en relación con el negocio de la Compañía, ocurre en realidad, los activos, pasivos, condición financiera, resultados de las operaciones, (incluyendo resultados futuros de las operaciones), negocios y prospectos de negocios, muy posiblemente se vean afectados adversamente de manera importante. En dichas circunstancias el precio de los títulos valores de la Compañía puede declinar y los inversionistas pueden perder todo o parte de su inversión. Para mayor información, por favor ver la Forma Anual de Información de la Compañía, disponible en www.sedar.com.

18. Anuncio Precautorio

Costos de Hallazgos

El agregado de los costos de los hallazgos incurridos en el más reciente año financiero y el cambio durante ese año en los costos estimados de hallazgos futuros, generalmente no reflejan los costos totales del hallazgo relacionado con las adiciones de las reservas para dicho año.

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.

Traducción de los documentos

Con el fin de cumplir con los requerimientos de la Superintendencia Financiera de Colombia, la Compañía ha traducido este documento. En caso de contradicción entre éstos y los originales, deberán prevalecer los segundos. Los acrónimos revelados en este informe de gestión corresponden a las siglas de su equivalente en inglés, a no ser que se indique expresamente lo contrario.

19. Abreviaciones

Las siguientes abreviaciones se utilizan en este documento:

1P	Reservas probadas. También se conocen como P90	MMbbl	Millones de barriles
2P	Reservas probadas + Reservas probables	Mmbpe	Millones de barriles de petróleo equivalente
3P	Reservas probadas + Reservas probables + Reservas posibles	MMBtu	Millones de unidades térmicas británicas
		MMcf	Millones de pies cúbicos
bbl	barriles	MMcfd	Millones de pies cúbicos por día
bbl/d	barriles por día	Mmscf/d	Millones de pies cúbicos estándar por día
Bcf	Millardos de pies cúbicos	Mw	Megavatios
bpe	Barriles de petróleo equivalente		
bpe/d	Barriles de petróleo equivalente por día	NGL	Líquidos de Gas Natural
Btu	Unidad térmica británica		
Bwpd	Barriles de agua por día	Tcf	Trillones de pies cúbicos
ESP	Bomba Electro Sumergible		
km	Kilómetros	TD	Profundidad Total
Mbbl	Miles de barriles, incluido millones MMbbl	TVDS	Profundidad verdadera por debajo del nivel del mar
Mbpe	Miles de barriles de petróleo equivalente Includo millones (MMbpe)	CBM	Millardos de Pies cúbicos
Mcf/d	Miles de pies cúbicos por día	KWh	Kilovatio hora
MMcfd	Millones de pies cúbicos por día	WTI	Índice West Texas Intermediate
Mcf	Miles de pies cúbicos	USGC	Costa del Golfo US
MD	Profundidad Medida		
OOIP	Crudo Original en Sitio		