



Santiago, 01 de diciembre de 2014

GeoPark Limited

Inscrito en el Registro de Valores Extranjeros bajo N° 045

Señor
Carlos Pavez Tolosa
Superintendente de Valores y Seguros
Av. Libertador Bernardo O'Higgins N° 1449, piso 1
PRESENTE

REF.: Adjunta traducción de información relevante que se publicó en el U.S. Securities and Exchange Commission (SEC) y en esta Superintendencia el día 19 de noviembre de 2014.

Señor Superintendente:

En virtud de lo establecido en la Norma de Carácter General N°352, por medio de la presente adjunto traducción al idioma castellano de información considerada como relevante para la empresa, que ha sido entregada en el U.S. Securities and Exchange Commission ("SEC") y en esta Superintendencia el día 19 de noviembre de 2014, en donde mediante un comunicado de prensa se informa los estados financieros correspondientes al tercer trimestre de 2014. La presente traducción está contenida en dieciocho páginas.

Sin otro particular, saluda atentamente a Usted,



Pedro Aylwin Chiorrini
pp. GEOPARK LIMITED



PARA DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

**GEOPARK INFORMA SUS RESULTADOS PARA EL TERCER TRIMESTRE
TERMINADO EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2014**

Santiago, Chile –19 de noviembre de 2014 - GeoPark Limited ("GeoPark") (NYSE: "GPRK"), la compañía de exploración, operación y consolidación de petróleo y gas latinoamericana con operaciones y propiedades productivas en Chile, Colombia, Brasil, Argentina y Perú informó hoy sus resultados para el 3Tri2014.

Todas las cifras se expresan en dólares de los Estados Unidos y las comparaciones de crecimiento se refieren al mismo período del año anterior, a menos que se indique lo contrario.

HECHOS DESTACADOS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2014

Operacionales:

- La producción total de petróleo y gas aumentó en un 66% a 21.548 boepd en comparación al 3Tri2013
- La producción de petróleo en Colombia aumentó en un 68% a 11.934 boepd
- Las reservas en el yacimiento petrolero de Tigana en Colombia (operado por GeoPark con una participación de un 45% ("WI")) aumentaron a 140-170 mmbo OOIP y 45-65 mmbo de reservas 3P (PRMS bruto) según estimaciones internas
- 13 nuevos pozos de exploración, desarrollo y evaluación se perforaron en Chile y Colombia

Financieros:

- Los ingresos netos aumentaron en un 47% a \$131,8 millones en comparación al 3Tri2013 impulsados por la mayor producción
- EBITDA ajustado en un 62% a \$67,9 millones con motivo de mayores ingresos y una mayor eficiencia
- EBITDA ajustado por boe sube un 3% a \$36,0 (en un contexto de un 5% de menor precio del petróleo)
- El retorno neto operacional ("operating netback") alcanzó a \$43,5 por boe
- La ganancia aumentó en un 9% a \$11,9 millones
- La posición de caja era de \$128,8 millones al cierre del 3Tri2014

Estrategia / Nuevos Negocios:

- Ingreso a Perú (el quinto país de la plataforma de GeoPark en América Latina) en octubre de 2014 a través de la adquisición del Bloque Morona (GeoPark operará con una participación de un 75%) en un joint-venture con Petroperú, la compañía de petróleo y gas de propiedad de gobierno peruano. El Bloque Morona incluye un yacimiento petrolero descubierto (55 millones de reservas 2P PRMS certificadas por Ryder Scott) y un atractivo potencial de exploración de alto impacto (200 a 600 millones de barriles de recursos de exploración).
- Expansión de la cartera de activos colombiana en noviembre de 2014 a través de una operación conjunta con SK Group del Bloque CPO-4 en la Cuenca Llanos (GeoPark operará con una participación de un 50% WI).

James F. Park, Gerente General, explicó "Este es otro trimestre sólido en nuestro camino hacia un año exitoso de crecimiento operacional, financiero y comercial. El consecuente crecimiento anual de GeoPark confirma la fortaleza de nuestra estrategia de largo plazo, con riesgos equilibrados en varios países de América Latina. Además, nos coloca en una posición para continuar prosperando incluso en un año de declinación del precio del petróleo – con proyectos de "netbacks" altos, programas de trabajo discrecionales, un sólido balance general y una producción base autofinanciada de 21.000 boepd. Nuestros esfuerzos de exploración y perforación continúan arrojando resultados – principalmente con el yacimiento petrolero Tigana y al aumento de las reservas en Colombia y la conversión de Tigana a una plataforma de producción creciente de menor riesgo. También nos entusiasma nuestro ingreso a Perú mediante la adquisición del Bloque Morona, que incluye el yacimiento petrolero descubierto de alto impacto, Situche Central y un elevado potencial de exploración – lo que agrega un mayor valor y fortaleza al significativo inventario orgánico de oportunidades de desarrollo de GeoPark en sus más de 31 bloques y 6 millones de acres."

TERCER TRIMESTRE DE 2014

La tabla que aparece a continuación muestra las cifras de producción de GeoPark para el 3Tri2014 en comparación al 3Tri2013.

	3Tri2014			3Tri2013	
	Total (boepd)	Petróleo (bopd)	Gas (mcfpd)	Total (boepd)	% Cambio
Chile	5.994	3.721	13.637	5.829	3%
Colombia	11.934	11.892	251	7.096	68%
Brasil	3.536	56	20.882	*	N/A
Argentina	84	70	84	67	25%
Total	21.548	15.739	34.854	12.292	66%

- * La adquisición de la participación en el Campo Manatí de Brasil se completó el 31 de marzo de 2014. Como referencia y sólo con propósitos de comparación la producción neta correspondiente al 3Tri2013 ascendió a 3.733 boepd.

La siguiente tabla muestra algunos indicadores clave de desempeño para el 3Tri2014 en comparación al 3Tri2013. Las cifras correspondientes al 3Tri2014 incluyen la participación adquirida en el Campo Manatí de Brasil completada el 31 de marzo de 2014. A partir de esa fecha GeoPark comenzó a consolidar línea a línea sus resultados operacionales para propósitos contables dentro de sus operaciones en Brasil.

Indicadores Clave	3Tri2014	3Tri2013	% Cambio
Producción de petróleo (bopd)	15.739	11.163	41%
Producción de gas (mcfpd)	34.854	10.977	218%
Producción neta promedio (boepd)	21.548	12.992	66%
Precio de venta promedio obtenido			
- Petróleo (\$ por bbl)	82,3	86,3	-5%
- Gas (\$ por mcf)	7,6	4,6	66%
Ingresos Netos (\$ millones)	131,8	89,7	47%
Costos de Producción (\$ millones)	-67,5	-48,7	39%
EBITDA ajustado (\$ millones)	67,9	41,9	62%
EBITDA ajustado por boe (\$)	36,0	34,9	3%
Retorno neto operacional por boe (\$)	43,5	44,5	-2%
Ganancia del período (\$ millones)	11,9	11,0	9%

DESEMPEÑO OPERACIONAL CONSOLIDADO

Producción: La producción consolidada aumentó en un 66% el 3Tri2014 a 21.548 boepd. Este aumento se explica por (i) un aumento de un 41% en la producción de petróleo consolidada, principalmente debido a una mayor producción de petróleo en las operaciones de Colombia y (ii) un aumento de un 218% en la producción de gas debido principalmente a la adición de las operaciones brasileras. Sobre una base proforma la producción promedio consolidada aumentó en un 29% el 3Tri2014. (Las cifras proforma de esta publicación se refieren a la incorporación en ambos períodos de la participación adquirida en el Campo Manatí de Brasil, la que se concretó el 31 de marzo de 2014.)

Ingresos Netos: Los ingresos netos consolidados aumentaron en un 47% a \$131,8 millones el 3Tri2014 en comparación a \$89,7 millones el 3Tri2013, principalmente impulsados por la producción de petróleo.

Ingresos de Petróleo Consolidados: Los ingresos de petróleo consolidados aumentaron en un 31% a \$111,6 millones el 3Tri2014 en comparación al 3Tri2013, representando un 86% del total de ingresos netos en comparación a un 95% el 3Tri2013. El aumento de los ingresos netos del petróleo se explica principalmente por una mayor producción en Colombia, parcialmente compensada por una menor producción en Chile y una disminución de un 5% en el precio promedio obtenido consolidado a \$82,3 por barril.

Ingresos del Gas Consolidados: Los ingresos de gas consolidados aumentaron en un 368% a \$20,2 millones el 3Tri2014 en comparación a \$4,3 millones el 3Tri2013, representando un 14% del total de ingresos netos el 3Tri2014 en comparación a un 5% el 3Tri2013, principalmente explicados por la adición de las operaciones en Brasil junto con mayores precios promedio en Chile.

Costos: Los costos de producción consolidados aumentaron en 39% a \$67,5 millones el 3Tri2014 debido a una mayor producción y entregas en Colombia, junto con la adición de las operaciones en Brasil.

Los costos de exploración consolidados aumentaron a \$3,4 millones el 3Tri2014 de \$2,4 millones el 3Tri2013.

Los costos administrativos consolidados aumentaron en un 21% a \$13,7 millones el 3Tri2014, debido principalmente a la adición de las operaciones de Brasil.

Los gastos de ventas consolidados aumentaron a \$9,3 millones el 3Tri2014 de \$4,9 millones el 3Tri2013, impulsados por mayores gastos de ventas originados por la producción y entregas en Colombia.

EBITDA ajustado: EBITDA ajustado consolidado aumentó en un 62% a \$67,9 millones el 3Tri2014 en comparación a \$41,9 millones el 3Tri2013, debido principalmente a un mayor EBITDA ajustado en las operaciones de Colombia por a una mayor producción, la adición de las operaciones de Brasil además de un mayor EBITDA ajustado en las operaciones de Chile.

EBITDA ajustado por boe aumentó en un 3% a \$36,0 por boe el 3Tri2014 en comparación a \$34,9 por boe el 3Tri2013, a pesar de un menor precio de referencia del petróleo debido principalmente a menores costos de operación en Colombia, los que fueron parcialmente compensados por un mayor porcentaje de ingresos de gas a partir de la adquisición de las operaciones en Brasil en marzo de 2014.

ANÁLISIS POR SEGMENTO DE NEGOCIOS

Operaciones en Colombia

Indicadores Clave	3Tri2014	3Tri2013	% Cambio
Producción de petróleo (bopd)	11.892	7.088	68%
Producción de gas (mcfpd)	251	50	402%
Producción neta promedio (boepd)	11.934	7.096	68%
Ingresos netos (\$ millones)	78,3	52,8	48%
Costos de Producción (\$ millones)	-39,6	-33,1	20%
EBITDA ajustado (\$ millones)	42,0	22,6	86%
EBITDA ajustado por boe (\$)	38,6	37,7	2%
Retorno neto operacional por boe (\$)	43,5	43,9	-1%

Producción: La producción de petróleo en Colombia aumentó en un 68% a 11.934 bopd el 3Tri2014 en comparación al 3Tri2013, explicado por la nueva producción del yacimiento petrolero Tigana en el Bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación de un 45% WI).

Ingresos Netos: Los ingresos en Colombia aumentaron en un 48% a \$78,3 el 3Tri2014 debido principalmente a una mayor producción y entregas, parcialmente compensada por un aumento en los gastos de producción. Las operaciones en Colombia representaron un 59% del total de ingresos consolidados tanto el 3Tri2014 como el 3Tri2013.

El precio promedio obtenido del petróleo disminuyó en un 7% a \$79,0 por barril el 3Tri2014, principalmente debido a un menor precio de referencia de aproximadamente un 6% y a mayores descuentos de calidad, parcialmente compensados por mayores entregas a través de oleoductos y mayores precios obtenidos.

Los "earn-outs" (asociados a la producción) previstos en el contrato de compra Winchester y que son netos de ingresos aumentaron a \$7,6 millones el 3Tri2014 en comparación a \$3,1 millones el 3Tri2013, debido principalmente a una mayor producción en el Bloque Llanos 34.

Costos: Los costos de producción por barril disminuyeron en un 34% a \$36,4 por barril en Colombia debido principalmente a una mejor absorción de costos fijos y eficiencias. El total de costos de producción aumentó en un 20% a \$39,6 millones el 3Tri2014, a una tasa menor que el aumento de los ingresos. Los costos operacionales por boe disminuyeron en un 41% a \$19,8 por boe, debido principalmente a una mejor absorción de costos fijos y eficiencias. Los costos operacionales el 3Tri2014 aumentaron en un 6% a \$21,5 millones en comparación a \$20,2 millones el 3Tri2013, debido principalmente a una mayor producción y entregas.

Los gastos de exploración en Colombia aumentaron a \$2,1 millones el 3Tri2014 en comparación a \$0,8 millones el 3Tri2013.

Los costos administrativos en Colombia el 3Tri2014 disminuyeron a \$3,5 millones en comparación a \$4,7 millones el 3Tri2013.

Los costos de venta en Colombia el 3Tri2014 aumentaron a \$5,6 millones en comparación a \$3,8 millones el 3Tri2013, principalmente impulsados por el aumento en la producción y entregas, de las cuales una mayor proporción correspondió a ventas por oleoducto a un mayor precio y con mayores costos de ventas asociados.

EBITDA ajustado: EBITDA ajustado en Colombia aumentó en un 86% a \$42,0 millones el 3Tri2014 en comparación a \$22,6 millones el 3Tri2013, debido principalmente a una mayor producción y entregas de petróleo.

EBITDA ajustado por boe aumentó en un 2% a \$38,6 por boe el 3Tri2014, debido principalmente a menores costos operacionales por boe como resultado de una mayor eficiencia, parcialmente compensado por menores precios de referencia y mayores pagos "earn-outs".

Desempeño Operacional:

Durante el 3Tri2014, en el Bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación de un 45% WI) los pozos Tigana Sur Oeste 1 y Tigana Sur 2 fueron sometidos a prueba exitosamente y puestos en producción.

En octubre de 2014 GeoPark divulgó estimaciones internas para el yacimiento petrolero Tigana de aproximadamente 140 – 170 mmbo OOIP y reservas brutas 3P PRMS de 45–65 mmbo. La Compañía cuenta con instalaciones e infraestructura para manejar aproximadamente 20.000 barriles de fluido diario ("bfpd") (con planes en curso para expandirse a 100.000 bfpd).

Mayores detalles se proporcionaron en la reciente publicación del 21 y 29 de octubre de 2014.

Operaciones en Chile

Indicadores Clave	3Tri2014	3Tri2013	% Cambio
Producción de petróleo (bopd)	3.721	4.024	-8%
Producción de gas (mcfpd)	13.637	10.825	26%
Producción neta promedio (boepd)	5.994	5.829	3%
Ingresos netos (\$ millones)	37,7	36,5	3%
Costos de producción (\$ millones)	-20,8	-16,1	29%
EBITDA ajustado (\$ millones)	20,2	21,3	-5%
EBITDA ajustado por boe (\$)	40,8	39,5	3%
Retorno neto operacional por boe (\$)	50,2	49,9	0%

Producción: La producción en Chile aumentó en un 3% a 5.994 boepd el 3Tri2014 en comparación a 5.829 boepd el 3Tri2013, debido principalmente a una mayor producción de gas en un 26% junto con una menor producción de petróleo en un 8%, principalmente como resultado de la declinación natural en la producción base.

La producción promedio en el Bloque Fell ascendió a 5.752 boepd durante el 3Tri2014, representando un 96% de la producción de GeoPark en Chile, con la restante producción originada por los bloques de GeoPark en Tierra del Fuego.

Ingresos Netos: Los ingresos netos en Chile aumentaron en un 3% a \$37,7 millones el 3Tri2014, representando un 29% de los ingresos netos consolidados en comparación a \$36,5 millones, o un 41% de los ingresos netos consolidados el 3Tri2013.

Los ingresos del petróleo disminuyeron en un 2% a \$31,6 millones el 3Tri2014 debido a una menor producción.

El precio promedio obtenido del petróleo aumentó en un 1% a \$90 por barril el 3Tri2014. Las nuevas plantas de tratamiento de petróleo de la Compañía permitieron mejoras en la calidad del petróleo y, por lo tanto, menores descuentos de precios, los que compensaron totalmente la disminución de \$8 por barril en el precio de referencia en comparación al 3Tri2013.

Los ingresos del petróleo representaron un 84% del total de ingresos netos en Chile el 3Tri2014 en comparación a un 88% el 3Tri2013.

Los ingresos de gas aumentaron en un 42% a \$6,1 millones el 3Tri2014. El aumento se debió principalmente al aumento de un 44% en el promedio obtenido por el precio del gas como resultado de (i) un mejor acuerdo con el comprador de gas del Bloque Fell, Methanex y, en menor medida, debido a (ii)

nuevas entregas de gas de recientes descubrimientos en los bloques de Tierra del Fuego, los que se venden a mayores precios. Los ingresos por gas representaron un 16% del total de ingresos netos en Chile el 3Tri2014 en comparación a un 12% el 3Tri2013.

A modo de referencia, Methanex, el principal comprador de gas de GeoPark, dejó temporalmente inactiva su planta entre mayo y septiembre de 2014 debido a un suministro insuficiente de gas natural de parte de sus otros proveedores. Los ingresos por gas en Chile representaron un 5% de los ingresos consolidados el 3Tri2014.

Costos: Los costos de producción en Chile el 3Tri2014 aumentaron en un 29% a \$20,8 millones, dando como resultado un 31% de aumento en los costos de producción por boe a \$42,0. Ello se debió principalmente a mayores cargos por depreciación por boe y al impacto en los costos fijos debido a una menor producción de petróleo, al inicio de operaciones en los bloques de Tierra del Fuego y, en menor medida, a mayores costos por la operación de bombas eléctricas sumergibles y tratamientos químicos para mejorar la calidad del petróleo. Además, los costos operacionales aumentaron en un 19% a \$10,2 millones el 3Tri2014 de \$8,6 millones el 3Tri2013, mientras que los costos operacionales por boe aumentaron en un 21% a \$20,7.

Los gastos de exploración en Chile ascendieron a \$0,7 millones el 3Tri2014 en comparación a \$0,6 millones el 3Tri2013.

Los costos administrativos en Chile disminuyeron a \$3,9 millones el 3Tri2014 en comparación a \$4,0 millones el 3Tri2013. Los costos de venta en Chile disminuyeron a \$0,8 millones el 3Tri2014 de \$0,9 millones el 3Tri2013.

EBITDA ajustado: EBITDA ajustado en Chile disminuyó en un 5% a \$20,2 millones el 3Tri2014 en comparación a \$21,3 millones el 3Tri2013, debido principalmente a mayores costos operacionales parcialmente compensados por mayores ingresos.

EBITDA ajustado por boe aumentó en un 3% a \$40,8 por boe el 3Tri2014 en comparación a \$39,5 por boe el 3Tri2013.

Desempeño Operacional:

Durante el 3Tri2014 la Compañía hizo avances en su programa de trabajo de exploración y desarrollo mediante la perforación de cinco pozos en el Bloque Fell (operado por GeoPark con una participación de un 100% WI) y la perforación de dos pozos en el Bloque Campanario (operado por GeoPark con una participación de un 50%). Con posterioridad al programa de perforación en los bloques de Tierra del Fuego GeoPark y su socia ENAP han declarado la comercialidad para siete nuevos pozos, permitiendo que se inicie la fase de desarrollo.

Mayores detalles se proporcionaron en la reciente publicación de la actualización de resultados el 21 de octubre de 2014.

Operaciones en Brasil

Indicadores Clave	3Tri2014	3Tri2013*	% Cambio
Producción de petróleo (bopd)	56	-	N/A
Producción de gas (mcfpd)	20.882	-	N/A
Producción promedio neta (boepd)	3.536	-	N/A
Ingresos netos (\$ millones)	15,3	-	N/A
Costos de producción (\$ millones)	-6,6	-	N/A
EBITDA ajustado (\$ millones)	8,3	-0,9	N/A
EBITDA ajustado por boe (\$)	27,6	-	N/A
Retorno neto operacional por boe (\$)	38,1	-	N/A

* El 3Tri2013 muestra sólo EBITDA ajustado correspondiente a gastos desde el inicio de las operaciones de GeoPark en Brasil, incluyendo personal, costos legales y administrativos. La Compañía completó la adquisición de su participación en el Campo Manatí de Brasil el 31 de marzo de 2014. A contar de esa fecha GeoPark comenzó a consolidar línea a línea sus resultados para propósitos contables dentro de sus operaciones en Brasil.

Producción: La producción de las operaciones en Brasil mostró un promedio de 3.536 boepd el 3Tri2014, compuesta de aproximadamente un 98% de gas y un 2% de condensado.

Ingresos Netos: Las operaciones en Brasil representaron un 12% del total de ingresos netos consolidados el 3Tri2014 y ascendieron a \$15,3 millones. El precio promedio del gas, neto de impuestos, ascendió a \$7,9 por mcf (\$47,5 por boe) el 3Tri2014.

Costos: Los costos de producción en Brasil ascendieron a \$6,6 millones el 3Tri2014, reflejando costos de producción por boe de \$22,1. Además, los costos operacionales por boe ascendieron a \$5,4.

EBITDA ajustado: EBITDA ajustado en Brasil alcanzó a \$8,3 millones el 3Tri2014, representando un 12% del EBITDA ajustado consolidado. EBITDA ajustado por boe alcanzó a \$27,6 el 3Tri2014.

Desempeño Operacional:

Durante el 3Tri2014 Petrobras, el operador del Campo Manatí en Brasil continuó con la construcción de una planta de compresión que se espera inicie sus operaciones el 2H2015. Se espera que la planta maximice la recuperación de las reservas de gas del Campo Manatí y compense la declinación natural de la producción.

También el 3Tri2014 GeoPark inició el registro de sísmica en la Cuenca Reconcavo, junto con estudios topográficas en la Cuenca Potiguar, ambas parte de los bloques de la Ronda 11 obtenidos en 2013 (operados por GeoPark con una participación de un 100% WI). Se espera que el programa de sísmica se haya completado el 4Q2014 y que las perforaciones se inicien el 2H2015.

Mayores detalles se proporcionaron en la reciente publicación de la actualización de resultados el 21 de octubre de 2014.

Operaciones en Argentina

Las operaciones en Argentina representaron aproximadamente un 1% de los ingresos netos consolidados y EBITDA ajustado respectivamente tanto el 3Tri2014 como el 3Tri2013.

RESULTADOS NO OPERACIONALES CONSOLIDADOS Y GANANCIAS PARA EL PERÍODO

Gastos Financieros Netos: Los gastos financieros netos aumentaron a \$20,6 millones el 3Tri2014 de \$6,6 millones el 3Tri2013, principalmente como resultado de pérdidas por tipo de cambio, que no representan caja, de \$13,9 millones resultantes del impacto de la depreciación del Real brasileño el 3Tri2014 sobre la deuda denominada en dólares contraída a nivel de la filial local, donde la moneda funcional es el Real brasileño. Además, los gastos financieros netos consolidados se vieron impactados por un mayor endeudamiento promedio como resultado del instrumento de crédito de \$70,5 millones obtenido el 31 de marzo de 2014 para adquirir la participación en el Campo Manatí de Brasil. Los efectos antes mencionados fueron parcialmente compensados por una mayor utilidad financiera resultante de un nivel de caja más alto (incluyendo fondos netos resultantes de la OPA NYSE en febrero de 2014).

Impuesto a la Renta: El impuesto a la renta ascendió a \$6,2 millones el 3Tri2014 en comparación a \$5,2 millones el 3Tri2013, en línea con el aumento en las ganancias antes de impuestos el 3Tri2014.

Ganancias: Las ganancias del período aumentaron un 9% y ascendieron a \$11,9 millones el 3Tri2014 en comparación a \$11,0 millones el 3Tri2013, debido principalmente a una mayor utilidad operacional parcialmente compensada por mayores gastos financieros netos y mayores impuestos a la renta.

BALANCE GENERAL

Al 30 de septiembre de 2014 el efectivo y equivalentes alcanzaron a un total de \$128,8 millones, mientras que al término del año 2013 el efectivo y equivalentes ascendieron a \$121,1 millones. El aumento se debe principalmente a la generación de caja por las operaciones durante el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014, ascendente a \$164,2 millones, junto con \$125,2 millones de fondos generados por las actividades financieras, los que se explican principalmente por (i) el instrumento de crédito tomado en Brasil y (ii) \$90,9 millones de fondos netos originados por la OPA NYSE, menos (iii) \$40,9 millones relativos a deuda y pagos de intereses. Durante el período el efectivo neto usado para las actividades de inversión alcanzó un total de \$279,7 millones e incluyó el programa de inversiones de la Compañía además de la adquisición de una participación en el Campo Manatí de Brasil.

El total de activos al 30 de septiembre de 2014 alcanzó a \$1.096,3 millones. Además, el total de inversiones para el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014 incluyó principalmente (i) \$122,5 millones invertidos en Chile donde la Compañía perforó veintitrés pozos y adquirió 350 km² de estudios de sísmica 3D y (ii) \$53,7 millones invertidos en Colombia que incluyeron principalmente la perforación de dieciocho pozos junto con la construcción de instalaciones para pozos perforados. Además, las actividades de inversión el 3Tri2014 incluyeron \$115,0 millones relativos a la adquisición de una participación en el Campo Manatí en Brasil (neto de efectivo adquirido) completado el 31 de marzo de 2014.

Al término del 3Tri2014 el total de la deuda financiera de GeoPark alcanzaba a 362,9 millones, incluyendo principalmente el Bono 2020 emitido en febrero de 2013 y el instrumento de crédito a 5 años en Brasil por la adquisición de una participación en el Campo Manatí en Brasil.

El patrimonio alcanzó a \$512,6 millones e incluyó participaciones minoritarias por \$107,8 millones relativas a la participación de LG International en las operaciones en Chile y Colombia. (LG International Corp., el conglomerado coreano es dueño de una participación de un 20% de las operaciones de GeoPark en Colombia y de un 20% del Bloque Fell, además de un 31% en los bloques de Tierra del Fuego en Chile). El patrimonio al 30 de septiembre de 2014 aumentó en \$146,6 millones en comparación al 31 de diciembre de 2013, debido principalmente a los fondos netos originados por la OPA NYSE, además de las ganancias del período de nueve meses.

RAZONES FINANCIERAS (*)

Montos en \$ millones

Año / Período	Deuda Financiera	Posición Efectivo	Deuda Bruta / EBITDA ajustado	Cobertura Interés
3Tri2013	296,2	104,8	2,2x	5,9x
2013	317,1	121,1	1,9x	4,3x
1Tri2014(**)	364,7	131,9	2,2x	4,9x
2Tri2014 (***)	368,6	125,3	1,8x	6,0x
3Tri2014 (***)	362,9	128,8	1,6x	6,7x

(*) Sobre la base de los resultados financieros de los últimos 12 meses .

(**) No considera EBITDA ajustado generado por la participación adquirida en el Campo Manatí en Brasil.

(***) Considera EBITDA ajustado generado por la participación adquirida en el Campo Manatí en Brasil sólo a contar del 2Tri2014.

Los límites de endeudamiento financiero consolidados de GeoPark acordados según el contrato del Bono 2020 establecen:

- Una razón de apalancamiento definida como deuda bruta al EBITDA ajustado inferior a 2,75x para el año 2014 e inferior a 2,5x a partir de 2015; y
- Una razón de cobertura de interés definida como EBITDA ajustado dividida por gastos financieros superior a 3,5x.

OTRAS NOVEDADES / HECHOS RECENTES

Resultados Junta

La Junta General Ordinaria de GeoPark 2014 se llevó a cabo el 11 de septiembre y todos los asuntos presentados fueron aprobados.

Ingreso a Perú mediante la Adquisición del Bloque Morona

En octubre GeoPark anunció la adquisición a Petroperú de una participación en el Bloque Morona ubicado en el norte de Perú. GeoPark asumirá la operación y una participación de un 75% ("WI"), manteniendo Petroperú una participación de un 25% WI.

El Bloque Morona cubre una superficie de 1,9 millones de acres en la Cuenca Marañón, una de las más prolíficas cuencas de hidrocarburos de Perú. El Bloque Morona contiene el yacimiento petrolero Situche Central, delineado por dos pozos (con pruebas de corto plazo de aproximadamente 2.400 y 5.200 bopd con 35-36° API de petróleo cada uno) y sísmica 3D. La firma de reserva de ingeniería independiente, Ryder Scott, cuenta con reservas certificadas probadas y posibles (2P) de 55 millones de barriles de petróleo (mmbo) para Petroperú.

Además del yacimiento Situche Central, el Bloque Morona tiene un amplio potencial de exploración con varios prospectos de alto impacto y niveles – con recursos de exploración actualmente estimados en un rango de 200 a 600 mmbo. Este importante componente del proyecto aumentará de manera significativa el inventario general de recursos de exploración de GeoPark y complementará su reserva creciente y base de flujo de efectivo ya establecida en Colombia, Chile y Brasil.

El programa de trabajo inicial consistirá en poner en producción el yacimiento Situche Central a través de una prueba de largo plazo para ayudar a determinar el plan de desarrollo general más efectivo y comenzar a generar flujo de caja. Esta etapa inicial requiere una inversión de aproximadamente \$140 - 160 millones y se espera se haya completado dentro de los 18 a 24 meses siguientes al cierre. GeoPark invertirá la porción de Petroperú durante esta fase inicial.

La transacción está sujeta a condiciones generales, las que incluyen la calificación de GeoPark por parte de PeruPetro, la entidad peruana otorgante de licencias, algunas modificaciones a las licencias y un decreto presidencial.

Actualización sobre el yacimiento Tigana en el Bloque Llanos 34 en Colombia

A partir de información de perforación y producción, mapeo con sísmica 3D y un tamaño de superficie estimado de 3.000-4.000 acres, GeoPark anunció en octubre su estimación interna preliminar de petróleo original en el lugar (OOIP) de 140-170 millones de barriles de petróleo (mmbo) y una estimación interna preliminar de reserva bruta 3P de 45-65 mmbo para el yacimiento petrolero Tigana. Se requerirá perforación de evaluación adicional para delinear el yacimiento Tigana y, por lo tanto, estas cifras son preliminares y están sujetas a cambios con nueva información. GeoPark opera y tiene una participación de un 45% WI en el Bloque Llanos 34.

El tamaño expandido del yacimiento Tigana representa un mayor valor para GeoPark al proporcionar una importante oportunidad de aumentar la producción – mediante 30-45 nuevas posibles ubicaciones de perforación. Además de mejorar el perfil de riesgo general del inventario del programa de trabajo de GeoPark, un mayor yacimiento proporciona oportunidades para reducir los costos de perforación, operación y transporte mediante mejores eficiencias. Aún en situación de bajos precios del petróleo, se espera que el yacimiento Tigana genere flujos de caja operacionales significativos. (A modo de referencia, si los precios del petróleo WTI tienen un promedio de \$75-85 por barril, el retorno neto operacional ("operating netback") del yacimiento se estima en aproximadamente \$40-50 por barril en 2015.)

Nuevo Bloque en la Cuenca Llanos en Colombia

En noviembre GeoPark expandió su cartera en Colombia a través de un acuerdo con SK Innovation (filial de SK Group, la compañía coreana que integra energía y petroquímica) para explotar conjuntamente el Bloque CPO-4 ubicado en la Cuenca Llanos (aproximadamente a 60 km del exitoso Bloque Llanos 34 de la compañía). El bloque cubre una superficie de aproximadamente 345.600 acres (1.398 km²) con una cobertura de sísmica 3D de aproximadamente 880 km². Según el contrato conjunto y sujeto a la aprobación

de la ANH de Colombia, GeoPark operará y recibirá una participación de un 50% WI del Bloque CPO-4 a cambio de su compromiso de perforar y financiar su 50% WI de un pozo de exploración. El pozo está proyectado para 1H2015 y el compromiso financiero total para GeoPark es de aproximadamente \$6,0 millones. Existe una opción de pasar a una fase exploratoria adicional con posterioridad a la perforación de un pozo exitoso. Se espera la aprobación definitiva de la ANH el 1Tri2015.

Possible Impacto de la Reciente Disminución en los Precios del Crudo a Nivel Mundial

Durante los últimos tres meses los precios internacionales del petróleo han disminuido en aproximadamente un 25%. Suponiendo que este escenario continúe a través del 4Tri2014, a los actuales niveles de producción el impacto sobre EBITDA ajustado consolidado de GeoPark para el año 2014 completo sería de aproximadamente un 6 - 8% inferior. Asimismo, GeoPark se encuentra actualmente completando su programa de trabajo e inversiones para 2015 y, al igual que en el pasado, el lineamiento oficial para 2015 será entregado en enero. Se espera que el plan de inversiones de 2015 se encuentre en niveles similares o inferiores a los de 2014, distribuidos a través de una expandida base de activos con más países y operaciones.

INFORMACIÓN PARA LLAMADA EN CONFERENCIA

GeoPark ofrecerá su llamada en conferencia y webcast con los resultados del Tercer Trimestre 2014 el 19 de noviembre de 2014, a las 10:00 a.m., hora del Este en los Estados Unidos.

El Gerente General, James F. Park, el Gerente de Operaciones, Augusto Zubillaga y el Gerente de Finanzas, Andrés Ocampo, discutirán los resultados financieros y operacionales de GeoPark para el 3Tri2014, con una sesión de preguntas y respuestas inmediatamente después.

Las partes interesadas pueden tener acceso a la llamada en conferencia discando desde fuera de los Estados Unidos +1 201-689-8035 y desde dentro de los Estados Unidos +1 877-407-8035 (Clave: GeoPark), o escuchar el webcast visitando la sección de Apoyo al Inversionista en el sitio de la Compañía (www.geopark.com).

PRIMEROS NUEVE-MESES 2014

La tabla muestra las cifras de producción de GeoPark para el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2014 ("9M2014") en comparación al 30 de septiembre de 2013 ("9M2013").

	9M2014(*)			9M2013	
	Total (boepd)	Petróleo (bopd)	Gas (mcfpd)	Total (boepd)	% Cambio
Chile	6.545	4.019	15.155	7.013	-7%
Colombia	10.528	10.306	1.335	6.075	73%
Brasil	2.382	38	14.068	*	N/A
Argentina	78	63	87	60	29%
Total	19.533	14.426	30.645	13.148	49%

* La adquisición de la participación en el Campo Manatí en Brasil se completó el 31 de marzo de 2014. A modo de referencia y sólo para propósitos de comparación, la producción neta correspondiente a las operaciones en Brasil para los 9M2014 ascendió a 3.591 boepd y para los 9M2013 la producción neta ascendió a 3.721 boepd.

La tabla a continuación muestra algunos indicadores clave de desempeño para 9M2014 en comparación a 9M2013. Las cifras correspondientes a 9M2014 incluyen información relativa a la participación adquirida en el yacimiento Manatí de Brasil completada el 31 de marzo de 2014. A partir de esa fecha GeoPark comenzó a consolidar sus resultados línea a línea para propósitos contables dentro de sus operaciones en Brasil.

Indicadores Clave	9M2014	9M2013	% Cambio
Producción de petróleo (bopd)	14.426	10.816	33%
Producción de gas (mcfpd)	30.645	13.993	119%
Producción neta promedio (boepd)	19.533	13.148	49%
Precio de venta promedio obtenido			
- Petróleo (\$ por bbl)	85,7	82,5	4%
- Gas (\$ por mcf)	7,1	4,6	54%
Ingresos Netos (\$ millones)	348,0	250,5	39%
Costos de Producción (\$ millones)	-169,5	-129,8	31%
EBITDA ajustado (\$ millones)	192,7	125,9	53%
EBITDA ajustado por boe (\$)	39,8	35,1	14%
Retorno neto operacional por boe (\$)	47,6	44,1	8%
Ganancia para el período (\$ millones)	49,6	25,2	97%

DESEMPEÑO OPERACIONAL CONSOLIDADO

Producción: La producción consolidada aumentó en un 49% a 19.533 boepd el 9M2014 y se explica principalmente por una mayor producción de las operaciones en Colombia junto con la adición de las operaciones en Brasil (desde 2Tri2014), la que fue parcialmente compensada por una menor producción de las operaciones en Chile. Sobre una base proforma, la producción consolidada promedio alcanzó a 20.742 boepd en 9M2014 y aumentó un 23% en comparación a 16.869 boepd en 9M2013.

Ingresos Netos: Los ingresos netos consolidados aumentaron en un 39% a \$348,0 millones en 9M2014 en comparación a \$250,5 millones en 9M2013, impulsados principalmente por una mayor producción de petróleo.

Ingresos del Petróleo Consolidados: Los ingresos del petróleo consolidados representaron un 86% del total de ingresos en 9M2014 en comparación a un 94% en 9M2013, aumentando en un 27% a \$298,8 millones en 9M2014, debido principalmente a una mayor producción, junto con un aumento en el precio promedio obtenido de petróleo por barril. El precio de venta promedio obtenido de petróleo aumentó un 4% a \$85,7 por barril en 9M2014.

Ingresos del Gas Consolidados: Los ingresos del gas consolidados representaron un 14% del total de ingresos en 9M2014 en comparación a un 6% en 9M2013, representando un aumento de un 221% a \$49,2 millones en 9M2014, principalmente relacionado con la adición de las operaciones en Brasil por un monto de \$26,5 millones y, en menor medida, a mayores precios promedio del gas en las operaciones en Chile. El precio de ventas promedio consolidado obtenido aumentó en un 54% a \$7,1 por mcf en 9M2014.

Costos: Los costos de producción consolidados aumentaron en un 31% a \$169,5 millones en 9M2014, principalmente impulsados por el aumento en la producción durante el período y la adición de las operaciones en Brasil. Además, los costos de producción por boe disminuyeron debido a una mayor absorción de costos fijos por la mayor producción.

Los costos de Exploración ascendieron a \$17,7 millones en 9M2014 y \$16,0 millones en 9M2013.

Los costos administrativos aumentaron en un 14% a \$36,6 millones en 9M2014. Este aumento se debió principalmente a (i) mayores gastos corporativos y nuevos esfuerzos comerciales y (ii) la adición de las operaciones en Brasil.

Los costos de venta aumentaron en un 73% a \$21,6 millones en 9M2014, debido principalmente a una mayor producción y entregas en Colombia.

EBITDA ajustado: EBITDA ajustado aumentó en un 53% a \$192,7 millones en 9M2014, principalmente impactado por un mayor EBITDA ajustado en las operaciones en Colombia y, en menor medida, debido a la adición de las operaciones en Brasil.

EBITDA ajustado por boe aumentó en un 14% a \$39,8 por boe en 9M2014 en comparación a \$35,1 por boe en 9M2013, explicado por mayores precios de venta promedio y el impacto de los menores costos operacionales por boe debido a la mejor absorción de costos fijos y a eficiencias de costos, los que fueron parcialmente compensados por un cambio en el mix de ingresos con una mayor incidencia del gas resultante de la adquisición de Manatí en Brazil.

RESULTADOS Y GANANCIAS NO OPERACIONALES CONSOLIDADOS

Gastos Financieros Netos: Los gastos financieros netos aumentaron de \$27,2 millones en 9M2013 to \$31.7 millones in 9M2014 debido a diferencias por tipo de cambio resultantes de la depreciación de la moneda brasileria y mayores gastos financieros debido a un mayor endeudamiento promedio, los que fueron parcialmente compensados por gastos únicos incurridos como parte del prepago del Bono Reg S 2015 en febrero de 2013 y una mayor utilidad financiera relativa a un mayor flujo de efectivo y equivalentes en 9M2013.

Impuesto a la Renta: El impuesto a la renta aumentó en un 88% a \$23,0 millones en 9M2014, en línea con las mayores ganancias antes de impuestos.

Utilidad: La utilidad en 9M2014 aumentó en un 97% a \$49,6 millones como resultado de mayores resultados operacionales, los que fueron parcialmente compensados por mayores gastos financieros netos e impuestos a la renta. Las ganancias por acción aumentaron en un 83% a \$0,66 por acción en 9M2014, principalmente impulsadas por mayores ganancias durante el período.

Se puede visitar el sitio de GeoPark en www.geo-park.com

Para mayor información favor contactar:

Pablo Ducci – Director Mercados de Capital
Sofia Chellew –Relaciones con Inversionistas
Santiago, Chile

pducci@geo-park.com
schellew@geo-park.com
T: +562 2242 9600

ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

(No auditado)

En millones de \$, excepto %

	3Tri2014	3Tri2013	%	9M2014	9M2013	%
INGRESOS NETOS						
Venta de petróleo crudo	111,6	85,4	31%	298,8	235,2	27%
Venta de gas	20,2	4,3	369%	49,2	15,3	221%
TOTAL INGRESOS NETOS	131,8	89,7	47%	348,0	250,5	39%
Costos de producción	-67,5	-48,7	39%	-169,5	-129,8	31%
GANANCIA BRUTA	64,3	41,0	57%	178,5	120,7	48%
Costos de Exploración	-3,4	-2,4	41%	-17,7	-16,0	10%
Costos Administrativos	-13,7	-11,3	21%	-36,6	-32,1	14%
Gastos por Ventas	-9,3	-4,9	92%	-21,6	-12,5	73%
Otra utilidad operacional	0,8	0,4	123%	1,8	4,6	-61%
GANANCIA OPERACIONAL	38,7	22,8	70%	104,3	64,7	61%
Resultados financieros, neto	-20,6	-6,6	210%	-31,7	-27,2	16%
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA	18,1	16,1	12%	72,6	37,5	94%
Impuesto a la renta	-6,2	-5,2	20%	-23,0	-12,3	88%
GANANCIA PARA EL PERÍODO	11,9	11,0	9%	49,6	25,2	97%
Participación No controladora	3,5	3,8	-10%	12,7	9,4	34%
ATRIBUIBLE A LOS DUEÑOS DE GEOPARK	8,5	7,2	19%	36,9	15,8	134%

RECONCILIACIÓN DE EBITDA AJUSTADO A GANANCIA ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA Y EBITDA AJUSTADO POR BOE

(No auditada)

In millones de \$, excepto %

	3Tri2014	3Tri2013	%	9M2014	9M2013	%
EBITDA ajustado	67,9	41,9	62%	192,7	125,9	53%
Depreciación	-27,1	-16,9	60%	-72,8	-49,5	47%
Pagos en acciones	-2,4	-2,5	-3%	-8,0	-5,9	34%
Deterioro y castigos	0,0	-0,2	-95%	-8,6	-12,0	-28%
Otros	0,3	0,5	-33%	1,1	6,2	-83%
GANANCIA OPERACIONAL	38,7	22,8	70%	104,3	64,7	61%
Resultados financieros, netos	-20,6	-6,6	210%	-31,7	-27,2	16%
GANANCIA ANTES DE IMPUESTOS	18,1	16,1	12%	72,6	37,5	94%
EBITDA ajustado	67,9	41,9	62%	192,7	125,9	53%
Total entregas (in millones de boe)	1,9	1,2	57%	4,838	3,589	35%
EBITDA ajustado por boe	36,0	34,9	3%	39,8	35,1	14%

RECONCILIACIÓN DE GANANCIA BRUTA CON RETORNO NETO OPERACIONAL Y RETORNO NETO OPERACIONAL POR BOE

(No auditada)

In millones de \$, excepto %

	3Tri2014	3Tri2013	%	9M2014	9M2013	%
Ganancia Bruta	64,3	41,0	57%	178,5	120,7	48%
Más: Depreciación y pagos con acciones	27,1	17,2	57%	73,3	50,1	46%
Menos: Gastos por Ventas	-9,3	-4,9	92%	-21,6	-12,5	73%
Retorno Neto Operacional	82,1	53,4	54%	230,1	158,3	45%
Total entregas (en millones de boe)	1,9	1,2	57%	4,8	3,6	35%
Retorno Neto Operacional por boe	43,5	44,5	-2%	47,6	44,1	8%

BALANCE GENERAL RESUMIDO CONSOLIDADO

(No auditado)

In millones de \$, excepto %

	Sept '14	Dic '13	%
Activos No Circulantes			
Propiedades, Plantas y Equipos	795,4	595,4	34%
Otros Activos No Circulantes	37,8	36,3	4%
Total Activos No Circulantes	833,1	631,8	32%
Activos Circulantes			
Inventarios	10,1	8,1	25%
Cuentas por cobrar	71,3	42,6	67%
Otros Activos Circulantes	52,9	42,7	24%
Efectivo en el banco y disponible	128,8	121,1	6%
Total Activos Circulantes	263,2	214,6	23%
Total Activos	1.096,3	846,4	30%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los dueños de GeoPark	404,8	270,8	49%
Participación No controladora	107,8	95,1	13%
Total Patrimonio	512,6	366,0	40%
Pasivos No Circulantes			
Préstamos	342,3	290,5	18%
Otros Pasivos No Circulantes	96,2	64,5	49%
Total Pasivos No Circulantes	438,5	355,0	24%
Pasivos Circulantes			
Préstamos	20,6	26,6	-23%
Otros Pasivos Circulantes	124,6	98,9	26%
Total Pasivos Circulantes	145,2	125,5	16%
Total Pasivos y Patrimonio	1.096,3	846,4	30%

INFORMACIÓN HISTORICA OPERACIONAL Y FINANCIERA SELECCIONADA

	Año terminado el 31 de diciembre				
	2013	2012	2011	2010	2009
Reservas petróleo (2P PRMS) - mmboe	33,9	27,8	16,9	16,2	10,9
Reservas Gas (2P PRMS) - mmboe	27,7	29,1	32,6	33,4	31,3
Reservas Combinadas (2P PRMS) - mmboe	61,6	56,9	49,5	49,6	42,2
Producción petróleo (miles boepd)	11,1	7,5	2,5	1,9	1,2
Producción Gas (miles boepd)	2,4	3,8	5,1	5,0	5,1
Producción (miles boepd)	13,5	11,3	7,6	6,9	6,3
Ingresos petróleo (\$ millones)	315	222	74	48	22
Ingresos gas (\$ millones)	23	29	38	31	23
Total Ingresos (\$ millones)	338	250	112	80	45
EBITDA ajustado (\$ millones)	167	121	63	41	18

GLOSARIO

EBITDA Ajustado	Ganancia para el período antes de costos financieros netos, impuesto a la renta, depreciación, amortización, algunos ítems no de efectivo como deterioros y castigos de emprendimientos infructuosos, devengo de opciones de acciones, premios de acciones y adquisiciones convenientes, ganancia por adquisición de filiales
EBITDA Ajustado por boe	EBITDA Ajustado dividido por el total de producción boe para el período correspondiente
Retorno Neto Operacional por boe	Ingresos netos menos costos de producción (neto de cargos por depreciación y acumulación de opciones de acciones y premios de acciones) y costo de la explotación divididos por el total de entregas boe. El retorno neto operacional es equivalente al EBITDA ajustado neto de gastos en efectivo incluidos en Costos Administrativos, de Exploraciones y Otros costos operacionales.
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Agencia Nacional del Petróleo de Brasil
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia
boe	Bariles de petróleo equivalentes
boepd	Bariles de petróleo equivalentes por día
bopd	Bariles de petróleo por día
CEO P	Contrato Especial de Operación Petrolera
EPS	Ganancias por acción
IPO	Oferta Pública Inicial
mbbl	Miles de barriles de petróleo
mmboe	Millones de barriles de petróleo equivalentes
mcfpd	Mil pies cúbicos por día
mmcfpd	Millones pies cúbicos por día
Mm³/day	Miles metros cúbicos por día
PRMS	Sistema de Administración de Recursos Petroleros
SPE	Sociedad de Ingenieros Petroleros
WI	Participación de Trabajo
NPV10	Valor actual de ingresos futuros estimados de petróleo y gas, neto de gastos directos estimados, descontado a una tasa anual de 10%
Sqkm	Kilómetros cuadrados

NOTIFICACIÓN

Se puede acceder a información adicional sobre GeoPark en la sección "Apoyo al Inversionista" del sitio Web www.geo-park.com

Redondeo de cifras y porcentajes: Algunas cifras y porcentajes incluidos en este comunicado de prensa han sido redondeados para facilitar su presentación. Las cifras de porcentajes incluidas en este comunicado de prensa no han sido calculadas en todos los casos sobre la base de dichas cifras redondeadas, sino sobre la base de dichos montos antes del redondeo. Por esta razón, algunos montos de porcentajes en este comunicado pueden variar de los obtenidos al efectuar los mismos cálculos usando las cifras de los estados financieros. Además, algunos otros montos que aparecen en este comunicado pueden no coincidir debido al redondeo.

DECLARACIONES DE ADVERTENCIA RESPECTO DE LA INFORMACIÓN SOBRE PROYECCIONES

Este comunicado de prensa contiene declaraciones que constituyen proyecciones. Muchas de las proyecciones contenidas en este comunicado pueden identificarse por el uso de palabras como "pronostica" "estima" "podría" "espera" "debiera" "planifica" "tiene intenciones" "hará" "calcula" y " posible" entre otros.

Las declaraciones de proyecciones aparecen en varios lugares de este comunicado e incluyen pero no se limitan a, declaraciones respecto de la intención, creencia o expectativas respecto de varias materias, incluyendo el crecimiento de la producción esperado para 2014 y el plan de inversiones. Las declaraciones de proyecciones se basan en las creencias y supuestos de la Administración y en información actualmente disponible para la Administración. Dichas declaraciones están sujetas a riesgos e incertidumbres y los resultados reales podrían variar de manera significativa de los expresados o implicados en las declaraciones de proyecciones debido a varios factores.

Las declaraciones de proyecciones se refieren sólo a la fecha en que se hacen y la Compañía no asume ninguna obligación de actualizarlas a la luz de nueva información o futuros eventos, ni a revelar públicamente revisiones a dichas declaraciones con el propósito de reflejar eventos posteriores o circunstancias, o para reflejar la ocurrencia de hechos no previstos. Para una discusión de los riesgos enfrentados por la Compañía que podrían afectar el cumplimiento de dichas proyecciones, véase las presentaciones a la *Securities and Exchange Commission* de los Estados Unidos.

Las cifras de producción de petróleo y gas incluidas en esta publicación se formularon antes del efecto de royalties pagados en especie, consumo y pérdidas.

Información sobre reservas de petróleo y gas: La SEC permite a las compañías de petróleo y gas revelar en sus presentaciones sólo reservas probadas, probables y posibles que cumplan con las definiciones de la SEC para dichos términos. GeoPark utiliza determinados términos en este comunicado, como "Reservas PRMS" que los lineamientos de la SEC no permiten incluya en sus presentaciones. Como resultado, la información de las presentaciones a la SEC de la Compañía respecto de las reservas diferirá de manera significativa de la información de este comunicado. NPV10 para reservas PRMS 1P, 2P y 3P no es un sustituto de la medida estandarizada de flujos de efectivo netos futuros descontados para reservas probadas para la SEC.

EBITDA Ajustado La Compañía define EBITDA Ajustado como las ganancias para el período antes del costo financiero neto, impuesto a las ganancias, depreciación, amortización y algunos ítems no de efectivo, como deterioro y castigos por activos de exploración no exitosa y de evaluación, devengo de opciones de acciones y premios en acciones y ganancias por precio conveniente en la adquisición de filiales. EBITDA Ajustado no es una medición de ganancia o flujos de efectivo de acuerdo a las IFRS. La Compañía opina que EBITDA Ajustado es útil porque nos permite evaluar en forma más efectiva nuestro desempeño operacional y comparar los resultados de nuestras operaciones de un período a otro sin considerar nuestros métodos financieros o la estructura de capital. La Compañía excluye los ítems antes mencionados de las ganancias para el período al llegar al EBITDA Ajustado, ya que estos montos pueden variar de manera significativa entre una y otra compañía de la industria, dependiendo de los métodos contables y valores libro de activos, estructuras de capital y el método a través del cual estos activos son adquiridos. EBITDA Ajustado no debiera ser considerado un sustituto de la ganancia operacional, o una mejor medición de la liquidez que el

flujo de efectivo operacional, ambos calculados de acuerdo a las IFRS, ni un indicador de nuestro desempeño operacional o liquidez. Algunos ítems excluidos de EBITDA Ajustado son componentes significativos para comprender y evaluar el desempeño financiero de una compañía, como el costo del capital y la estructura tributaria, castigos significativos y/o recurrentes, además de los costos históricos de los activos susceptibles de depreciación, ninguno de ellos componente de EBITDA Ajustado. El cálculo por parte de la Compañía de EBITDA Ajustado puede no ser comparable a otras mediciones con títulos similares de otras compañías. Para una reconciliación de EBITDA Ajustado a la medición financiera según IFRS de las ganancias del año, véase las tablas financieras que se acompañan.

El Retorno Neto Operacional por boe no debiera ser considerado como una alternativa a, o más significativo que las ganancias del período o los flujos de efectivo de las actividades operacionales determinados de acuerdo a las IFRS o como indicador de nuestro desempeño operacional o liquidez. Determinados ítems excluidos del Retorno Neto Operacional por boe son componentes significativos para comprender y evaluar el desempeño financiero de una compañía, como el costo de inversión y la estructura tributaria, junto con castigos significativos y/o recurrentes, además de los costos históricos de los activos depreciables, ninguno de los cuales son componentes del Retorno Neto Operacional por boe. El cálculo del Retorno Neto Operacional por boe por parte de la Compañía podría no ser comparable a otras mediciones con título similar de otras compañías. Para una reconciliación del Retorno Neto Operacional por boe con la medición financiera de ganancias según IFRS para el año o el período correspondiente véase las tablas financieras que se acompañan.