



Santiago, 09 de abril de 2014

Geopark Limited

Inscrito en el Registro de Valores Extranjeros bajo N° 045

Señor
Fernando Coloma Correa
Superintendente de Valores y Seguros
Av. Libertador Bernardo O'Higgins N° 1449, piso 1
PRESENTE

REF.: Adjunta información relevante que se publicó en el U.S. Securities and Exchange Commission (SEC) el día 01/04/14.

Señor Superintendente:

En virtud de lo establecido en la Norma de Carácter General N°352, por medio de la presente adjunto traducción de la información considerada como relevante para la empresa, que ha sido entregada en el día 01 de abril de 2014, en el U.S. Securities and Exchange Commission ("SEC"), en donde mediante un comunicado de prensa se informa los resultados del cuarto trimestre 2013 además de los resultados anuales auditados.

La información adjunta consiste en la traducción al idioma español, contenida en dieciséis páginas, del comunicado de prensa de dieciséis páginas en idioma inglés publicado el día 01 del presente mes en esta Superintendencia. Con respecto a la traducción del comunicado, declaro bajo juramento que la información contenida en este documento es una traducción fiel a su original en inglés que contiene la información que ha sido entregada en el Alternative Investment Market.

Sin otro particular, saluda atentamente a Usted,



Pedro Aylwin Chiorrini
pp. GEOPARK LIMITED



PARA DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK ANUNCIA SUS RESULTADOS PARA EL TRIMESTRE Y EL AÑO TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013

31 de marzo de 2014 - GeoPark Limited ("GeoPark") (NYSE: GPRK), la compañía latinoamericana de exploración, operación y consolidación de petróleo y gas, con operaciones y propiedades productivas en Chile, Colombia, Brasil y Argentina se complace en anunciar sus resultados trimestrales y anuales de 2013 auditados.

Todas las cifras se expresan en dólares de los Estados Unidos. Las cifras proforma de esta publicación se refieren a la inclusión durante el período de una participación adquirida en el Campo de Manatí (Brasil), la que fuera acordada en mayo de 2013 y aprobada por la ANP en marzo de 2014.

DESTACADOS DEL AÑO 2013

Operaciones:

- La producción de petróleo y gas aumentó en un 20% a 13.517 barriles diarios equivalentes (BOEPD). En cifras proforma, la producción anual de 2013 aumentó a 17.098 BOEPD
- 39 nuevos pozos perforados con una tasa de éxito de un 74%, incluyendo 7 nuevos descubrimientos de campos de petróleo y gas
- Aproximadamente 1.350 km² de sísmica 3D adquirida en Chile y Colombia
- Las reservas 2P PRMS de petróleo y gas aumentaron un 8% a 61,6 mmbae, representando una reserva de reemplazo de un 199%. Incluyendo las reservas agregadas de la adquisición en Campo Manatí (Brasil), las reservas 2P PRMS de petróleo y gas aumentaron en un 23%, a 70,2 mmbae

Finanzas:

- Ingresos Netos con un aumento de un 35% a \$338,4 millones
- EBITDA ajustado con un aumento de un 38% a \$167,3 millones
- EBITDA ajustado por BOE con un aumento de un 9% a \$33,9 por BOE
- Efectivo disponible de \$121,1 millones al término del año
- Total de inversiones por \$228,0 millones
- Ganancia para el año con un aumento de un 89% a \$34,9 millones

Estrategia / Nuevos Negocios:

- Adquisición de un 10% de participación en el Campo Manatí, el mayor campo de producción de gas en Brasil, en mayo de 2013 (aprobado por ANP el 26 de marzo de 2014)
- Nueve nuevos bloques de hidrocarburos otorgados en las Series 11 y 12 de Brasil, en las cuencas de Sergipe Alagoas, Parnaíba, Potiguar y Reconcavo (dos bloques de la Serie 12 sujetos a la aprobación de ANP)
- Bono 2020 por \$300 millones emitido en febrero de 2013 para cubrir la deuda vigente y financiar el crecimiento orgánico e inorgánico
- Nuevo registro y nueva OPA en la Bolsa de Comercio de Nueva York en febrero de 2014 (NYSE:GPRK) reuniendo aproximadamente \$100 millones para financiar nuevo crecimiento

DESTACADOS DEL CUARTO TRIMESTRE DE 2013

Operaciones:

- Producción de petróleo y gas con un aumento de un 37% a 14.548 BOEPD. En cifras proforma, la producción trimestral aumentó a 18.212 BOEPD
- Dos nuevos descubrimientos de campos petroleros (Tigana y Tigana Sur) en el Bloque Llanos 34 en Colombia

Finanzas:

- Ingresos netos con un aumento de un 29% a \$87,8 millones
- EBITDA ajustado con un aumento de un 55% a \$41,4 millones
- EBITDA ajustado por BOE con un aumento de un 13% a \$30,9 por BOE

Estrategia / Nuevos Negocios:

- Dos bloques nuevos otorgados en la Serie 12 en Brasil, en las cuencas de Sergipe Alagoas (sujeto a la aprobación final de ANP)
- Alianza estratégica con Tecpetrol para nuevos proyectos de exploración y producción de petróleo y gas en Brasil

James F. Park, Gerente General de GeoPark, afirmó: "Con sólidos resultados en el cuarto trimestre, GeoPark ha completado otro año exitoso en cuanto a operaciones y crecimiento financiero, ejecución comprobada y un posicionamiento estratégico para abrir futuras oportunidades. Por séptimo año consecutivo los indicadores clave de desempeño de producción, reservas y flujo de efectivo registraron importantes ganancias – además, expandimos nuestra plataforma de negocios hacia importantes regiones de hidrocarburos en América Latina. Nuestra base de activos consiste actualmente en 29 bloques en diez cuencas de hidrocarburos de cuatro países, con una rica mezcla de oportunidades de exploración, desarrollo, producción y recursos no convencionales, apoyadas por la actual producción de más de 20.000 BOEPD y reservas por 70 millones de BOE (2P).

Nuestro negocio en Chile continúa adquiriendo valor gracias a su mayor producción de petróleo (un aumento de un 14%) de nuestro exitoso programa de perforación en la formación Tobifera en el Bloque Fell. En

nuestra nueva superficie en Tierra del Fuego, cruzando el Estrecho de Magallanes (conjunto geológico similar al Bloque Fell), acabamos de completar un sondeo de 1.500 km² con sísmica 3D; de iniciar la producción en un nuevo campo descubierto y de dar curso al programa de perforación continua 15-17 para exploración y desarrollo.

Durante su primer año completo, nuestro negocio en Colombia continuó con la trayectoria de elevado crecimiento, con mejoramientos en la producción final y reservas, un aumento de un 89% y un 45% respectivamente. El Bloque Llanos 34, operado por GeoPark, lideró la carga con cuatro nuevos campos de petróleo descubiertos – y actualmente estamos llevando a cabo un programa de perforación de 18-23 pozos para desarrollar estos campos y explorar nuevas posibilidades de nuestros activos en Colombia.

Establecimos nuestro negocio en Brasil en 2013 de acuerdo a nuestro enfoque de riesgo equilibrado, formando una cartera de activos (diez bloques a través de una adquisición y dos rondas de licitación competitiva) con una producción y flujo de efectivo seguros, un



atractivo potencial de exploración y una sociedad con Petrobras. También contratamos un experimentado equipo técnico brasileiro para administrar nuestros activos e incrementar nuestra expansión en Brasil – uno de los países con mayor potencial en hidrocarburos del mundo.

Nuestro balance se vio fortalecido en 2013 con la exitosa colocación (cumplida con creces) de un bono internacional por \$300 millones. Contamos con efectivo disponible y nuestro EBITDA Ajustado ha continuado creciendo (un aumento de un 38%) para respaldar nuestro programa de inversión orgánica. A principios de 2014 hicimos una importante transición hacia la Bolsa de Comercio de Nueva York – no sólo reuniendo fondos (aproximadamente \$100 millones) para nuestra expansión, sino llegando a un mayor público de inversionistas que deseen unirse a nuestro avance.

Continuamos invirtiendo en armar nuestro equipo y conocimientos, pensamos que hemos creado una capacidad diferenciadora. Contamos con sólidos equipos técnicos, operacionales y financieros en cada país en que operamos, respaldados por un experimentado equipo corporativo. Nuestra mayor fortaleza continúa siendo un equipo unido por una cultura de compromiso, trabajo duro y entrega.

Consideramos a América Latina una región de inesperadas oportunidades y nos entusiasma en gran medida expandir nuestra huella en los países en que actualmente operamos – además de establecer una plataforma en Perú. Nuestro enfoque consiste en continuar construyendo un portafolio equilibrado, con propiedades de generación de fondos a bajo costo, proyectos de desarrollo a mediano plazo y activos de largo plazo con un atractivo potencial de crecimiento – trabajar con nuestros socios estratégicos incluyendo a LG, Tecpetrol la IFC.

Nuestra meta es continuar con nuestro sólido y estable crecimiento de un 15-20% durante 2014 – respaldado por un programa de trabajo autofinanciado de \$220-250 millones – incluyendo la perforación de 50-60 nuevos pozos, repartiendo las metas entre exploración (40%) y desarrollo (60%) y aproximadamente entre Chile (60%), Colombia (35%) y Brasil (5%). Este es un programa ampliamente flexible y puede ser modificado para adaptarse a nuevas oportunidades o necesidades.

Nuestra consecuente trayectoria operacional y financiera, respaldada por nuestros resultados en 2013 y nuestras proyecciones para 2014 nos brindan la confianza para alcanzar nuestro objetivo de construir la primera compañía proactiva independiente de América Latina.”

CUARTO TRIMESTRE DE 2013

La tabla que aparece a continuación muestra las cifras de producción de GeoPark para el 4Tri2013 en comparación al 4Tri2012.

Además, incluye la información proforma para Brasil.

	Total (boepd)	4Tri2013 Petróleo (bopd)	Gas (mcfpd)	4Tri2012 Total (boepd)	% Cambio
Chile	6.748	4.160	15.526	6.546	3%
Colombia	7.725	7.717	48	4.027	92%
Argentina	75	61	88	54	39%
Total	14.548	11.938	15.662	10.627	37%
Más:					
Brasil	3.664	64	21.601		
Total Proforma	18.212	12.002	37.263		

La tabla a continuación muestra algunos indicadores clave de desempeño para el 4tri2013 en comparación al 4Tri2012. Estas cifras no incluyen la información proforma para Brasil.

Indicadores Clave	4Tri 2013	4Tri 2012	% Cambio
Producción de petróleo (bopd)	11.938	7.939	50%
Producción de gas (mcfpd)	15.662	16.131	-3%
Producción neta promedio (boepd)	14.548	10.627	37%
Precio de venta promedio concretado			
- Petróleo (\$ por bbl)	80,3	87,5	-8%
- Gas (\$ por mcf)	5,8	4,0	47%
Ingresos Netos (\$ millones)	87,8	68,3	29%
EBITDA ajustado (\$ millones)	41,4	26,6	55%
Ganancia (pérdida) para el ejercicio (\$ millones)	9,7	(6,0)	N/A

DESEMPEÑO OPERACIONAL CONSOLIDADO

Producción: La producción consolidada aumentó en un 37% el 4Tri2013 a 14.548 boepd. Este crecimiento fue liderado por un aumento de un 50% en la producción de petróleo consolidado, en gran medida originado por una mayor producción de petróleo, principalmente en las operaciones de Colombia. Además, la producción de gas disminuyó en un 3% a 15.662 mcfpd.

Ingresos Netos: Los ingresos netos consolidados aumentaron en un 29% a \$87,8 millones el 4Tri2013.

Ingresos consolidados de Petróleo: Los ingresos consolidados de petróleo aumentaron en un 27% a \$80,2 millones el 4Tri2013, principalmente como resultado de una mayor producción, parcialmente compensada por una disminución de un 8% en el precio promedio alcanzado por el petróleo por barril de \$80.3.

Los ingresos consolidados de petróleo representaron un 91% del total de ingresos el 4Tri2013 (93% el 4Tri2012).

Ingresos de Gas Consolidados: Los ingresos de gas consolidados aumentaron en un 50% a \$7,6 millones el 4Tri2013, debido principalmente a un mayor precio de venta promedio obtenido, parcialmente compensado

por la leve disminución en la producción de gas. El precio de venta promedio obtenido aumentó en un 47% a \$5,8 por mcf el 4Tri2013 vs \$4,0 por mcf el 4Tri2012.

Los ingresos de gas representaron un 9% del total de ingresos el 4Tri2013 (7% el 4Tri2012).

Costos: Los costos de producción consolidados aumentaron en un 23% a \$49,8 millones el 4Tri2013, principalmente como resultado de una mayor producción. Una mejor absorción de costos fijos dio como resultado una disminución en los costos de producción por barril de un 10%, de \$41,6 por boe a \$37,2 por boe.

Los costos de exploración consolidados disminuyeron de \$6,1 millones el 4Tri2012 a \$0,2 millones el 4Tri2013, principalmente como resultado de menores castigos en Chile (sin gastos por pozos exploratorios el 4Tri2013).

Los costos administrativos consolidados aumentaron en 84% a \$14,5 millones el 4Tri2013, principalmente como resultado de (i) mayores costos de remuneraciones, especialmente en las operaciones de Colombia y a nivel corporativo; (ii) mayores costos relacionados con el inicio de las operaciones en Brasil; y (iii) nuevos costos comerciales.

Los costos de explotación consolidados disminuyeron en un 47% a \$4,7 millones el 4Tri2013, impulsados principalmente por disminuciones en los costos de explotación en Colombia.

EBITDA Ajustado: EBITDA ajustado consolidado aumentó en un 55% a \$41,4 millones el 4Tri2013. El aumento fue impulsado principalmente por una mayor producción e ingresos, parcialmente compensados por mayores costos administrativos.

Consolidated Adjusted EBITDA per boe increased by 13% to \$30.9 per barrel in 4Tri2013.

ANÁLISIS POR SEGMENTO DE NEGOCIOS

Operaciones en Chile

GeoPark es el primer y mayor productor no estatal de petróleo y gas en Chile. Las operaciones se iniciaron en 2006 en el Bloque Fell y han evolucionado desde tener una participación no operativa, no productiva a un active plenamente operativo y productivo con 45,1 mmbœ de reservas 2P PRMS certificadas por DeGolyer y McNaughton ("D&M") al 31 de diciembre de 2013 y una producción promedio de 6.748 boepd durante el año. Además, la Compañía opera otros cinco bloques de hidrocarburos en Chile con importantes perspectivas de recursos.

Indicadores Clave	4Tri2013	4Tri2012	% Cambio
Producción de petróleo (bopd)	4.160	3.879	7%
Producción de gas (mcfpd)	15.526	16.006	-3%
Producción neta (boepd)	6.748	6.546	3%
Ingresos Netos (\$ millones)	38,1	32,7	17%
EBITDA Ajustado (\$ millones)	22,8	17,2	33%

Producción: La producción en Chile aumentó en un 3% alcanzando a 6.748 boepd, la que incluyó un aumento de un 7% en la producción de petróleo. El aumento de la producción de petróleo en Chile ha sido impulsado principalmente por el desarrollo de campos productivos de la formación Tobifera en el Bloque Fell.

Ingresos Netos: Los ingresos netos atribuibles a las operaciones en Chile aumentaron en un 17% a \$38,1 millones durante el 4Tri2013, representando un 43% de los ingresos consolidados, en comparación a un 48% el 4Tri2012.

Los ingresos del petróleo aumentaron en un 11% a \$30,5 millones el 4Tri2013, debido a una mayor producción y a un mayor precio promedio obtenido por barril.

El precio promedio alcanzado del petróleo aumentó en un 8% a \$86,1 por barril el 4Tri2013, principalmente debido a un aumento de aproximadamente un 10% en los precios WTI promedio.

Los ingresos del petróleo representaron un 80% del total de ingresos en Chile el 4Tri2013, en comparación a un 84% el 4Tri2012.

Los ingresos del gas aumentaron en un 50% a \$7.6 millones el 4Tri2013 debido principalmente a un aumento de un 47% en el precio promedio obtenido del gas como resultado de mayores precios mundiales del metanol y un mejorado acuerdo con el comprador de gas de la Compañía, Methanex. Los ingresos del gas representaron un 20% del total de ingresos en Chile el 4Tri2013, en comparación a un 16% el 4Tri2012.

Costos: Los costos de producción en Chile el 4Tri2013 aumentaron en un 5% a \$17,8 millones el 4Tri2013, junto con el aumento en la producción del trimestre.

Los gastos de Exploración en Chile ascendieron a \$0,1 millones el 4Tri2013 en comparación a \$6,0 millones el 4Tri2012, principalmente debido a menores castigos.

Los costos administrativos en Chile el 4Tri2013 disminuyeron a \$4,3 millones de \$4,5 millones el 4Tri2012. Los costos de explotación en Chile disminuyeron de \$1,4 millones el 4Tri2012 a \$0,9 millones el 4Tri2013.

EBITDA Ajustado: EBITDA Ajustado en Chile aumentó en un 33% a \$22,8 millones el 4Tri2013, principalmente impulsado por un aumento en los ingresos.

EBITDA Ajustado por boe aumentó en un 29% a \$36,7 por boe el 4Tri2013 (\$28,5 por boe el 4Tri2012) debido a un mayor precio en las ventas promedio obtenido y a un mayor porcentaje de petróleo en el mix de producción.

Desempeño Operacional:

- Pozo en desarrollo Cerro Sutilej 2 en el Bloque Fell (operado por GeoPark con WI 100%) perforado a una profundidad de 10.390 pies y detección de petróleo en la formación Tobifera. El pozo resultó ser productivo y arrojó 125 bopd.
- Pozo en desarrollo Yagan Norte 2 en el Bloque Fell (operado por GeoPark con WI 100%) instalado con una bomba eléctrica sumergible (primer ESP informado en la cuenca de Magallanes en Chile) y arrojó 560 bopd durante el programa piloto.

Operaciones en Colombia

En Colombia, con posterioridad a las adquisiciones de Winchester, Luna y Cuerva a principios de 2012, GeoPark cuenta con participaciones de trabajo en 10 bloques de hidrocarburos. La producción promedio para el año 2013 alcanzó a 7.725 boepd y al 31 de diciembre de 2013, las reservas 2P PRMS certificadas por D&M eran de 16,5 mmmboe.

Indicadores Clave	4Tri2013	4Tri2012	% Cambio
Producción de petróleo (bopd)	7.717	4.018	92%
Producción de gas (mcfpd)	48	54	-11%
Producción neta promedio (boepd)	7.725	4.027	92%
Ingresos Netos (\$ millones)	49,3	35,6	38%
EBITDA Ajustado (\$ millones)	21,8	10,2	113%

Producción: La producción de petróleo en Colombia aumentó en un 92% a 7.717 bopd el 4Tri2013, principalmente como resultado de exitosos esfuerzos de exploración y desarrollo en el bloque Llanos 34 operado por GeoPark.

Ingresos Netos: Los ingresos netos en Colombia aumentaron en un 38% a \$49,3 millones el 4Tri2013, principalmente debido a una mayor producción de petróleo, parcialmente compensados por una disminución en el precio promedio obtenido por barril de crudo. Las operaciones colombianas representaron un 56% del total de ingresos consolidados en comparación a un 52% el 4Tri2012.

El precio promedio obtenido disminuyó en un 16% a \$77,4 por barril el 4Tri2013. Durante 2013, la Compañía comenzó a vender parte de su producción de petróleo en el cabezal del pozo con elevados descuentos comerciales, en vez de transportarlo a distintos puntos de entrega. Lo anterior dio como resultado menores costos de explotación que compensaron los precios de venta más bajos y no tuvieron impacto sobre EBITDA Ajustado en general.

Costos: Los costos de producción en Colombia aumentaron en un 51% a \$31,9 millones el 4Tri2013, debido principalmente al aumento en la producción. La mejor absorción de costos fijos llevó el costo de producción por barril a disminuir en un 21% a \$44,8 por barril.

Los costos administrativos en Colombia el 4Tri2013 aumentaron en un 111% a \$6,5 millones en comparación a \$3,1 millones el 4Tri2012, principalmente como resultado de mayores gastos de remuneraciones y otros costos relacionados con la restructuración legal de la organización local.

Los costos de explotación en Colombia el 4Tri2013 disminuyeron en un 50% a \$3,7 millones según se explicó anteriormente.

EBITDA Ajustado: EBITDA Ajustado en Colombia aumentó en un 113% a \$21,8 millones el 4Tri2013, en comparación a \$10,2 millones el 4Tri2012, reflejando operaciones exitosas de exploración y desarrollo.

EBITDA Ajustado por boe aumentó en un 11% a \$30,6 por boe el 4Tri2013 vs \$27,6 por boe el 4Tri2012, afectado por los menores costos de producción resultantes de una mayor eficiencia.

Desempeño Operacional:

- El pozo de exploración Aruco 1 en el bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con WI 45%) fue perforado hasta una profundidad de 10.705 pies el que está siendo completado.
- El pozo de exploración Tigana Sur 1 en el bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con WI 45%) fue perforado hasta una profundidad de 12.113 pies en las formaciones Guadalupe y actualmente produce aproximadamente 1.390 bopd brutos.
- El pozo de exploración Tigana 1 en el bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con WI 45%) fue perforado y sometido a prueba en la formación Mirador. En la actualidad el pozo produce aproximadamente 2.126 bopd brutos de 20,2 grado API. Además, la formación profunda Guadalupe fue sometida a prueba arrojando una tasa de aproximadamente 1.465 bopd brutos.

Operaciones en Brasil

Durante 2013 GeoPark acordó adquirir Rio das Contas de Panoro Energy por un pago total en efectivo de \$140,0 millones, dando como resultado una participación de trabajo de un 10% para GeoPark en la concesión 40 BCAM 40, incluyendo los poco profundos campos costa afuera Manatí y Camarão Norte, en la cuenca Camamu Almada en el estado de Bahía.

El campo Manatí, que se encuentra en fase de producción es operado por Petrobras (con una participación de trabajo de un 35%), en sociedad con Queiroz Galvão Exploração e Produção o QGEP (con una participación de trabajo de un 45%) y Brasoil (con una participación de trabajo de un 10%). El 26 de marzo de 2014, la ANP aprobó la adquisición.

Además, la Compañía participó en las Rondas 11 y 12 de Licitación organizadas por la ANP en Brasil en 2013 y se adjudicó nueve nuevas concesiones costa afuera en las cuencas Reconcavo, Potiguar, Parnaíba y Sergipe-Alagoas. Dos de los nueve contratos de concesión están pendientes de firma con la ANP.

GeoPark ha continuado fortaleciendo su equipo técnico en Brasil y designó a Dimas Coelho, antiguo gerente de exploraciones de Petrobras, como Gerente en el país.

En septiembre de 2013 la Compañía firmó una alianza estratégica con Tecpetrol para identificar y estudiar en forma conjunta y potencialmente adquirir oportunidades de petróleo y gas en Brasil.

Operaciones en Argentina

Las operaciones en Argentina representaron menos del 1% de los ingresos netos consolidados y un 3% de EBITDA Ajustado el 4Tri2013.

En marzo de 2014 GeoPark informó al Ministerio de Energía de Argentina su decisión de renunciar al 100% de las concesiones Cerro Doña Juana y Loma Cortaderal en la Provincia de Mendoza. La superficie cubierta por dichos bloques es de 47,9 acres y tanto el bloque Cerro Doña Juana como Loma Cortaderal no están en producción actualmente ni tienen reservas asociadas.

RESULTADOS NO OPERACIONALES CONSOLIDADOS Y GANANCIAS PARA EL PERÍODO

Gastos Financieros Netos: Los gastos financieros netos aumentaron a \$6,7 millones el 4Tri2013 de \$2,7 millones el 4Tri2012, debido principalmente a una mayor deuda como resultado del Bono 2020 emitido por \$300 millones y que permitió a la Compañía reducir sus costos promedio de financiamiento y prórroga de vencimientos. Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores ingresos por intereses relativos a un mayor efectivo y efectivo equivalentes.

Impuesto a la Renta: El Impuesto a la Renta ascendió a \$2,9 millones el 4Tri2013 en comparación a los \$8.1 millones el 4Tri2012. Lo anterior incluyó el impacto de las adquisiciones en Colombia dicho año, parcialmente compensadas por mayores resultados de las operaciones en Chile y Colombia el 4Tri2013.

Ganancias: Las ganancias aumentaron a \$9,7 millones el 4Tri2013, debido principalmente a una mayor ganancia operacional en Chile y Colombia.

BALANCE GENERAL

El efectivo y efectivo equivalentes de GeoPark al término del año 2013 ascendieron a \$121,1 millones (\$48,3 millones al término del año 2012), debido principalmente a generación de efectivo por parte de las operaciones durante el año de \$140,1 millones junto con \$164,0 millones de fondos generados por las actividades de financiamiento, principalmente relativas a la emisión del Bono 2020 en Febrero de 2013, parcialmente compensados por \$221,3 millones de efectivo neto usado en las actividades de inversión de la Compañía.

El total de activos al 31 de diciembre de 2013 ascendió a \$846,4 millones. Además, el total de inversiones para el año ascendió a \$228,0 millones e incluyó \$145,7 millones en Chile, donde la Compañía perforó 17 pozos y completó más de 1.100 km² de sondeos de sísmica 3D, principalmente relativos a los bloques ubicados en Tierra del Fuego. En Colombia, las inversiones ascendieron a \$82,3 millones e incluyeron la perforación de 22 pozos y más de 250 km² de sondeos de sísmica 3D.

Al término del año 2013, el total de la deuda financiera de GeoPark ascendió a \$317,1 millones, los que incluyeron \$300 millones relativos al Bono 2020 emitido en febrero de 2013.

El Patrimonio alcanzó a \$366,0 millones e incluyó participaciones minoritarias de \$95,1 millones, relativos a la participación de LG International en las operaciones en Chile y Colombia. LG International y GeoPark tienen una alianza estratégica para construir un portafolio de activos de exploración, perforación y producción en toda América Latina.

RAZONES FINANCIERAS *

Cifras en \$ millones

Año / Período	Deuda Financiera	Posición Efectivo	Deuda Bruta / EBITDA Ajustado	Cobertura Interés
2012	193,0	48,3	1,6x	7,1x
1Tri 2013	299,4	176,0	2,2x	5,3x
2Tri 2013	301,8	149,4	2,2x	4,4x
3Tri 2013	296,2	104,8	2,2x	5,9x
2013	317,1	121,1	1,9x	4,3x

(*) Sobre la base de un seguimiento durante 12 meses de resultados financieros para 1Tri2013, 2Tri2013 y 3Tri2013

A continuación aparecen los convenios financieros consolidados de GeoPark acordados en el documento del Bono 2020:

- Razón de Apalancamiento, definida como deuda bruta versus EBITDA Ajustado, inferior a 2,75x para los años 2013 y 2014 e inferior a 2,5x desde 2015 en adelante;
- Razón Cobertura Intereses, definida como EBITDA Ajustado dividido por Gasto Financiero, sobre 3,5.

AÑO COMPLETO 2013

La tabla que aparece a continuación muestra las cifras de producción de GeoPark para 2013, en comparación a 2012. Además, incluye la información proforma para Brasil.

	Total (boepd)	2013 Petróleo (bopd)	Gas (mcfpd)	2012 Total (boepd)	% Cambio
Chile	6.962	4.581	14.283	7.790	-11%
Colombia	6.491	6.482	52	3.440	89%
Argentina	64	50	84	62	3%
Total	13.517	11.113	14.419	11.292	20%
Más:					
Brasil	3.580	60	21.120		
Total Proforma	17.098	11.173	35.539		

La tabla a continuación muestra algunos indicadores clave de desempeño para 2013, en comparación con 2012. Estas cifras no incluyen la información proforma para Brasil.

Indicadores Clave	2013	2012	% Cambio
Producción petróleo (bopd)	11.113	7.491	48%
Producción gas (mcfpd)	14.419	22.804	-37%
Producción neta promedio (boepd)	13.517	11.292	20%
Precio de venta promedio obtenido:			
- Petróleo por bbl)	81,9	90,5	-10%
- Gas (\$ por mcf)	5,0	4,0	25%
Ingresos Netos (\$ millones)	338,4	250,5	35%
EBITDA Ajustado (\$ millones)	167,3	121,4	38%
EBITDA Ajustado por boe (\$)	33,9	31,1	9%
Ganancia del año (\$ millones)	34,9	18,4	89%

DESEMPEÑO OPERACIONAL CONSOLIDADO

Producción: La producción consolidada aumentó en un 20% en 2013 a 13.517 boepd. La producción consolidada de petróleo aumentó en un 48% a 11.113 bopd durante 2013, principalmente impulsada por la mayor producción en Colombia. La producción consolidada de gas disminuyó en un 37% a 14.419 mcfpd durante 2013, principalmente como resultado de una reducida actividad de perforación y el cierre temporal de la planta de Methanex desde abril a septiembre de 2013.

Sobre una base proforma, la producción consolidada aumentó a 17.098 boepd en 2013.

Ingresos Netos: Los ingresos netos consolidados aumentaron en un 35% a \$338,4 millones para el año terminado el 31 de diciembre de 2013, principalmente por la producción de petróleo.

Ingresos consolidados de Petróleo: Los ingresos consolidados de petróleo aumentaron en un 42% a \$315,4 millones para el año terminado el 31 de diciembre de 2013, principalmente como resultado de una mayor producción, parcialmente compensada por una disminución en el precio promedio obtenido de petróleo por barril.

El precio de venta promedio obtenido disminuyó en un 10% a \$81,9 por barril el año terminado el 31 de diciembre de 2013.

Los ingresos consolidados de petróleo representaron un 93% del total de ingresos en el año terminado el 31 de diciembre de 2013 (88% el año terminado el 31 de diciembre de 2012).

Ingresos consolidados de Gas: Los ingresos consolidados de gas disminuyeron en un 21% a \$22,9 millones el año terminado el 31 de diciembre de 2013, principalmente debido a una menor producción, parcialmente compensados por mayores precios promedio de gas.

El precio promedio de ventas de gas obtenido aumentó en un 25% a \$5,0 por mcf el año terminado el 31 de diciembre de 2013.

Los ingresos consolidados de gas representaron un 7% del total de ingresos el año terminado el 31 de diciembre de 2013 (12% el año terminado el 31 de diciembre de 2012).

Costos: Los costos de producción consolidados aumentaron en un 39% a \$179,6 millones para el año terminado el 31 de diciembre de 2013, principalmente impulsados por el aumento en la producción durante el año y también impactados por la mayor participación del petróleo en el mix de producción, el que tiene mayores costos de producción que el gas (la producción de petróleo aumentó en un 48%). Por otra parte, la mayor producción generó una mejor absorción de costos fijos, lo que impactó en forma positiva los costos de producción por boe.

Durante 2013, el mix de producción fue de un 82% de petróleo y un 18% de gas, en comparación a 66% de petróleo y 34% de gas en 2012.

Los costos de exploración disminuyeron en un 42% a \$16,3 millones para el año terminado el 31 de diciembre de 2013, principalmente como resultado de menores castigos con cinco pozos cargados a gastos en 2013.

Los costos administrativos aumentaron en un 62% a \$46,6 millones el año terminado el 31 de diciembre de 2013. Este aumento se debió principalmente a (i) mayores gastos corporativos relativos a la estrategia de crecimiento de la Compañía y los esfuerzos de nuevos negocios; (ii) mayores remuneraciones y otros costos en Colombia; y (iii) el inicio de las operaciones en Tierra del Fuego, Chile.

Los costos de explotación disminuyeron en un 30% a \$17,3 millones para el año terminado el 31 de diciembre de 2013, debido principalmente al cambio en el punto de venta de petróleo en Colombia. Además, en Chile los costos de explotación disminuyeron en un 24% en 2013 debido principalmente a un pago de multa en 2012 a Methanex.

EBITDA Ajustado: EBITDA Ajustado aumentó en un 38% a \$167,3 millones el año terminado el 31 de diciembre de 2013.

EBITDA Ajustado por boe aumentó en un 9% a \$33,9 por boe el año terminado el 31 de diciembre de 2013 (\$31,1 por boe el año terminado el 31 de diciembre de 2012).

A modo de referencia, EBITDA Ajustado para el año terminado el 31 de diciembre de 2013 correspondiente a Rio das Contas (la participación adquirida en el campo Manatí en Brasil) ascendió a \$31,0 millones (no auditado). Esta cifra no se incluye en los \$167,3 millones de EBITDA Ajustado Consolidado para el año 2013.

RESULTADOS NO OPERACIONALES CONSOLIDADOS Y GANANCIAS PARA EL PERÍODO

Gastos Financieros Netos: Los gastos financieros aumentaron desde \$16,3 millones en 2012 a \$33,9 millones para el año terminado el 31 de diciembre de 2013, debido a (i) gastos incurridos como parte del prepagado del Bono Reg S 2015 en febrero de 2013 y (ii) mayor deuda relacionada con el Bono 2020

emitido en febrero de 2013. Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores ingresos por intereses en relación a un mayor efectivo y equivalentes.

Impuesto a la Renta: El Impuesto a la Renta aumentó en un 5% a \$15,2 millones para el año terminado el 31 de diciembre de 2013. La tasa tributaria efectiva de GeoPark para el año 2013 fue de un 30% en comparación a un 44% en 2012, debido a menores pérdidas por impuesto a la renta diferido en 2013, principalmente como resultado del efecto de la corrección monetaria sobre la base tributaria en Colombia y Chile, compensado por un aumento en los impuestos actuales como resultado de mayores ganancias en Chile y Colombia.

Ganancias: Las ganancias para el año aumentaron en un 89% a \$34.9 millones, como resultado de mayores resultados operacionales parcialmente compensados por mayores gastos financieros netos. Las ganancias por acción aumentaron en un 79%, a \$0,50 por acción para el año terminado el 31 de diciembre de 2013 principalmente impulsada por las mayores ganancias en 2013.

RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS

La siguiente tabla muestra las reservas Probadas (P1), Probables (P2) y Posibles (P3) de GeoPark al 31 de diciembre de 2013, de acuerdo al informe de evaluación independiente de D&M. Además, la tabla que aparece a continuación incluye reservas proforma certificada para la participación de GeoPark en el campo Manatí (Brasil).

Las estimaciones de reservas se prepararon de acuerdo a las normas reconocidas por SPE de acuerdo a PRMS. Las anteriores reservas PRMS no constituyen reservas SEC.

País	Tipo Reserva	Petróleo (MMbbl)	Gas (bcf)	BOE (MMboe)	NPV10 (\$millones)
Chile (Certificada)	P1	5,4	33,9	11,0	197,2
	P2	12,0	132,1	34,1	590,7
	P3	11,6	250,3	53,3	816,1
	P1 + P2	17,4	166,0	45,1	787,9
	P1 + P2 + P3	29,0	416,3	98,4	1.604,0
Colombia (Certificada)	P1	9,6	-	9,6	191,8
	P2	6,9	-	6,9	160,7
	P3	6,8	-	6,8	144,5
	P1 + P2	16,5	-	16,5	352,5
	P1 + P2 + P3	23,3	-	23,3	497,0
Brasil (Certificada)	P1	0,2	50,0	8,5	142,4
	P2	-	0,1	0,1	2,6
	P3	-	4,7	0,7	5,8
	P1 + P2	0,2	50,1	8,6	145,0
	P1 + P2 + P3	0,2	54,8	9,3	150,9
Total Proforma (Certificada)	P1	15,1	83,9	29,1	531,5
	P2	18,9	132,2	41,1	754,0
	P3	18,4	255,0	60,8	966,4
	P1 + P2	34,1	216,1	70,2	1.285,5
	P1 + P2 + P3	52,5	471,1	131,0	2.251,9

Las reservas 2P PRMS (sin incluir a Brasil) aumentaron en un 8% a 61,6 mmboe, con una tasa de reemplazo de reservas de 199% para el año terminado el 31 de diciembre de 2013, principalmente como resultado de nuevas adiciones de 9,6 mmboe relativas a nuevos descubrimientos en Chile y Colombia y reducidas en 4,9

mmboe respecto de la producción de GeoPark en 2013. Incluyendo las reservas adquiridas en el campo Manatí (Brasil), el total de reservas 2P PRMS para 2013 aumentó en un 23% a 70,2 mmboe.

PROGRAMA DE TRABAJO Y PROYECCIONES PARA 2014

Para el año completo 2014, la Compañía espera:

- Un crecimiento promedio anual de la producción de 15-20% en comparación al crecimiento promedio anual de la producción en 2013 (incluyendo la producción del año completo del campo Manatí en ambos años).
- Inversiones de \$220-250 millones, lo que incluye 50-60 nuevos pozos, sondeos sísmicos y nuevas instalaciones. Aproximadamente un 40% de las inversiones se destinará a actividades de exploración y un 60% a actividades de desarrollo.

Detalle por país del total de inversiones:



PLAN INVERSIONES 2014 CHILE	
Total (\$ millones)	140-155
Desarrollo	50%
Exploración	40%
Instalaciones y Otros	10%
Cantidad de pozos	32-37

PLAN INVERSIONES 2014 COLOMBIA

Total (\$ millones)	70-80
Desarrollo	45%
Exploración	30%
Instalaciones y Otros	25%
Cantidad de pozos	18-23



PLAN INVERSIONES 2014 BRASIL

Total (\$ millones)	10-15
Desarrollo	-
Exploración	60%
Instalaciones y Otros	40%
Cantidad de pozos	-

OTRAS NOTICIAS/HECHOS RECIENTES

Oferta Pública Inicial y Registro en la NYSE

La Compañía inició su transacción en la NYSE con el símbolo GPRK el 7 de febrero de 2014. En su traslado a Nueva York la Compañía emitió 13.999.700 acciones a un precio de \$7 por acción, incluyendo la opción de compra adicional otorgada a y ejercida por los suscriptores. Los fondos brutos resultantes de la oferta alcanzaron a un total de aproximadamente \$100 millones, los que serán usados principalmente para respaldar la expansión de la Compañía. A través de su registro en la NYSE, es intención de la Compañía alcanzar a un público más amplio y aumentar la liquidez para sus accionistas.

Después de su registro en la NYSE, la Compañía se retiró de la Bolsa de Londres AIM a contar del 19 de febrero de 2014.

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

Para mayor información favor contactar a:

Pablo Ducci – Gerente Mercados Inversión	pducci@geo-park.com
Sofia Chellew – Relaciones con Inversionistas	schellew@geo-park.com
Santiago, Chile	
T: +562 2242 9600	

ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

(Cifras para el año completo auditadas)

	En miles de \$, excepto porcentajes					
				Año terminado el 31 de diciembre		
	4Tri 2013	4Tri 2012	%	2013	2012	%
Utilidad						
Venta de crudo	80.210	63.255	27	315.435	221.564	42
Venta de gas	7.613	5.084	50	22.918	28.914	-21
TOTAL UTILIDAD NETA	87.823	68.339	29	338.353	250.478	35
Costos de producción	-49.809	-40.579	23	-178.643	-129.235	39
GANANCIA BRUTA	38.014	27.760	37	158.710	121.243	31
Costos de exploración	-242	-6.148	-96	-16.254	-27.890	-42
Costos administrativos	-14.534	-7.888	84	-46.584	-28.798	62
Costos de explotación	-4.726	-8.981	-47	-17.252	-24.631	-30
Otra utilidad operacional	789	142	456	5.344	823	549
GANANCIA OPERACIONAL	19.301	4.885	295	83.964	40.747	106
Resultados financieros, neto	-6.676	-2.710	146	-33.876	-16.308	108
Precio preferente adquisición filiales	-	-	-	-	8.401	-100
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA	12.625	2.175	480	50.088	32.840	53
Impuesto a la Renta	-2.894	-8.128	-64	-15.154	-14.394	5
GANANCIA PARA EL PERÍODO/AÑO	9.731	-5.953	-263	34.934	18.446	89
Participación minoritaria	3.486	1	-	12.922	6.567	-
Atribuible a los Propietarios	6.245	-5.954	205	22.012	11.879	85

RECONCILIACIÓN DE EBITDA AJUSTADO CON GANANCIA OPERACIONAL

	En miles de \$, excepto porcentajes					
				Año terminado el 31 de diciembre		
	4Tri 2013	4Tri 2012	%	2013	2012	%
EBITDA Ajustado	41.359	26.611	55	167.253	121.404	38
Depreciación	-20.654	-17.089	21	-70.200	-53.317	32
Devengo Premios de Acciones	-3.221	-1.732	86	-9.167	-5.396	70
Deterioro y castigos	993	-5.254	-119	-10.962	-25.552	-57
Otros	824	2.349	-65	7.040	3.608	95
GANANCIA OPERACIONAL	19.301	4.885	295	83.964	40.747	106

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
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Agencia Nacional del Petróleo de Brasil
boe	Barriles de petróleo equivalentes
boepd	Barriles de petróleo equivalentes por día
bopd	Barriles de petróleo por día
CEOP	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%

#

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.

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 no es una medición de acuerdo a las IFRS y es posible que no sea comparable a los indicadores con el mismo nombre informados por otras compañías. 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.