



Santiago, 05 de septiembre de 2013

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 el día de hoy en el AIM del Mercado Bursátil de Londres.

Señor Superintendente:

En virtud de lo establecido en la Norma de Carácter General N°217 sección II, por medio de la presente adjunto información considerada como relevante para la empresa, que ha sido entregada el día 02 de septiembre del presente año, en el Alternative Investment Market, mercado secundario de la London Stock Exchange, en donde mediante un comunicado de prensa se informa los resultados operacionales y financieros de la Compañía correspondientes al segundo trimestre de 2013.

La información adjunta consiste en la traducción al idioma español, contenida en veinticinco páginas, del comunicado de prensa de veintidós páginas en idioma inglés publicado el día 02 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



RESULTADOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS TRIMESTRALES 2013

Resumen operativo

- La producción de petróleo aumentó un 49% a 10.798* bopd (barriles de petróleo por día) en el 2T 2013 en comparación con el 2T 2012.
- La producción total de petróleo y gas aumentó un 12% a 13.020* boepd (barriles de petróleo equivalente por día) en el 2T 2013 en comparación con el 2T 2012.
- Nuevos descubrimientos de petróleo y gas:
 - Yacimiento de gas Chercán en el Bloque Flamenco en Tierra del Fuego, Chile
 - Yacimiento de petróleo Tarotaro en el Bloque Llanos 34, Colombia
 - Yacimiento de petróleo Potrillo en el Bloque Yamu, Colombia

Resumen financiero

- Los ingresos aumentaron un 32% a US\$160,8* millones (al 30 de junio)
- Aumento del EBITDA ajustado: 20% a US\$84,0* millones (al 30 de junio)
- Situación de liquidez de US\$149,4 millones

* Las cifras operativas y financieras no incluyen los resultados de la nueva adquisición de producción brasileña, lo que se estima completar en el segundo semestre de 2013 (2S2013).

Resumen estratégico

- Entrada de riesgo equilibrado en Brasil con la adquisición de una participación del 10% en el Yacimiento Manatí y la adjudicación de siete bloques de exploración en las Cuencas de Potiguar y Reconcavo.



GeoPark es una empresa exploradora, operadora y consolidadora de petróleo y gas en América Latina con activos y producción en Chile, Colombia, Argentina y Brasil.

CONTACTOS:

Juan Pablo Spoerer

Pablo Ducci

Tel: +56 2 22429600 - correo electrónico: ir@geo-park.com

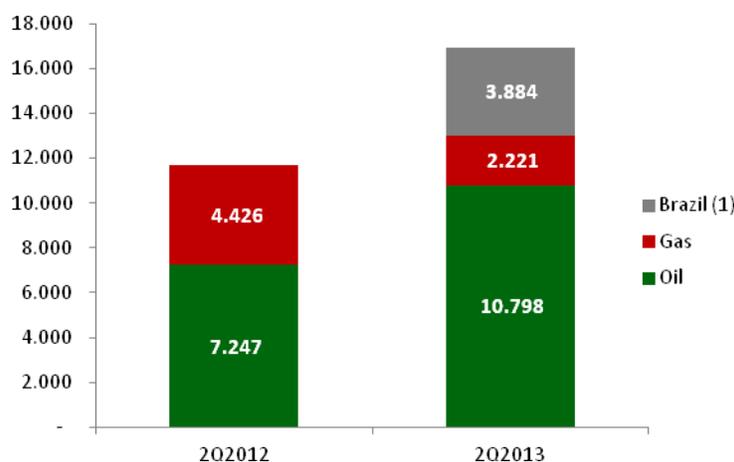
Santiago, Chile

www.geo-park.com

- **Mayor producción: descubrimiento y desarrollo de nuevos yacimientos en Colombia**

La producción de petróleo y gas aumentó un 12% a 13.020 boepd en el 2T 2013 (2T 2012: 11.674 boepd). La producción de petróleo crudo aumentó un 49% a 10.798 bopd en el 2T 2013 (2T 2012: 7.247 bopd).

	Segundo trimestre 2013			Segundo trimestre 2012	
	Total (boepd)	Petróleo (bopd)	Gas (mcfpd)	Total (boepd)	% Cambio
Chile	6.803	4.595	13.248	8.511	-20%
Colombia	6.157	6.157	-	3.097	99%
Argentina	60	47	81	66	-8%
Total	13.020	10.798	13.329	11.674	12%
Brasil(1)	3.884	64	22.918		
Total Pro-Forma	16.904	10.863	36.247		



(1) La producción de Brasil se incluyó proforma. La producción y los resultados de los activos de Manatí se explicarán después del cierre de la transacción, que se espera para la segunda mitad de 2013.

- **Programa de perforación y de trabajo**

El programa de trabajo de GeoPark para el 2103 incluye la perforación de 35-45 nuevos pozos (brutos) con inversiones de capital de US\$200-230 millones. El programa de perforación en el 2T 2013 se centró principalmente en la evaluación y el desarrollo de reservas en Chile y Colombia. Los resultados se describen a continuación:

Chile

2T 2013	Bloque	Participación	Pozo	Tipo de pozo	Formación geológica	Profundidad (metros)	Hidrocarburo principal	Estado al 30 de junio
Pozos perforados/completados								
Chile	Fell	100%	Molino Oeste 1	Exploración	Springhill	3.030	Gas	Esperando para ser completado
Chile	Flamenco	50%	Chercán 1	Exploración	Tobifera	1.920	Gas	En producción
Chile	Flamenco	50%	Yakamush 1	Exploración	Springhill	1.960	Petróleo	En evaluación
Chile	Flamenco	50%	Omeling 1	Exploración	Tobifera	2.040	Petróleo	En producción
Chile	Fell	100%	Yagán Norte 4	Acondicionamiento	Springhill	3.005	Gas	En producción
Chile	Fell	100%	Yagán 1	Acondicionamiento	Tobifera	3,080	Petróleo	En producción
Chile	Fell	100%	Tetera 4	Acondicionamiento	Tobifera	3,023	Petróleo	En producción
Chile	Fell	100%	Kiuaku 1	Acondicionamiento	Tobifera	3,075	Petróleo	En producción

Aspectos destacados

- El pozo de desarrollo Yagan Norte 4 en el Bloque Fell (GeoPark operó con un 100% de participación) probó gas en la formación Springhill a un flujo de 3,3 mmcfpd (millones de pies cúbicos por día) de gas.
- El pozo de exploración Chercán 1 en el Bloque Flamenco (GeoPark operó con un 50% de participación), que fue el primer pozo de exploración de GeoPark en Tierra del Fuego, probó gas en la formación Tobifera a un índice bruto de aproximadamente 4,0 mmcfpd de gas y 35 bopd mediante un obturador de 8 milímetros (mm), actualmente con una presión en la boca del pozo de 1.800 libras por pulgada cuadrada (psi). Las instalaciones se encuentran hoy en construcción.
- El pozo de exploración Omeling 1 en el Bloque Flamenco (GeoPark operó con un 50% de participación) probó petróleo en la formación Tobifera a un índice bruto de aproximadamente 270 bopd mediante un obturador de 10 mm con una presión en la boca del pozo de 554 psi. Las instalaciones se han construido y la producción actual es de aproximadamente 40 bopd.
- Adquisición sísmica: al 30 de junio, 2013, se ha completado aproximadamente el 85% del programa de compromiso sísmico de 1.500km² 3D en los bloques de Tierra del Fuego. El resto del programa sísmico se completará a principios del año 2014.

Colombia

Colombia Operado	Bloque	Participación	Pozo	Tipo de pozo	Formación geológica	Profundidad (metros)	Hidrocarburo principal	Estado al 30 de junio
Pozos perforados/completados en 2T2013								
Colombia	Cuerva	100%	Cuerva 8C	Desarrollo	C5	1.402	Petróleo	En producción
Colombia	Cuerva	100%	Cuerva 1C	Exploración	C5	1.362	Petróleo	En producción
Colombia	Llanos 34	45%	Tua 4	Evaluación	Gacheta	3.432	Petróleo	En producción
Colombia	Llanos 34	45%	Tarotaro 1	Exploración	Guadalupe	3.175	Petróleo	En producción
Colombia	Llanos 34	45%	Tarotaro 2	Evaluación	Guadalupe	3.259	Petróleo	En producción
Colombia	Llanos 34	45%	Tarotaro 3	Evaluación	Guadalupe	3.117	Petróleo	En perforación
Colombia	Yamu	75%	Potrillo 1	Exploración	C7	3.560	Petróleo	En producción

Colombia No-Operados	Bloque	Participación	Pozo	Tipo de pozo	Formación geológica	Profundidad (Metros)	Hidrocarburo principal	Estado al 30 de junio
Pozos perforados/completados en el 2T 2013								
Colombia	Llanos 17	37%	Celeus Sur 1	Exploración	Mirador	3.524	Petróleo	Esperando para ser completado
Colombia	Arrendajo	10%	Yaguazo 2 Mirla	Evaluación	C5	2.012	Petróleo	Seco
Colombia	Arrendajo	10%	Blanca 1	Exploración	C5	2.067	Petróleo	Seco

Aspectos destacados

- El pozo de exploración Potrillo 1 en el Bloque Yamu (GeoPark operó con un 75% de participación) probó petróleo y se puso en marcha desde la formación Carbonera C7. La producción actual es de aproximadamente 300 bopd (bruto) con un contenido de agua (*watercut*) del 76%. (El yacimiento Potrillo representa el tercer descubrimiento de petróleo por parte de GeoPark en Colombia).
- El pozo de exploración Tarotaro 1 en el Bloque Lanos 34 (GeoPark operó con un 45% de participación) probó petróleo y se puso en marcha desde la formación Guadalupe. La producción actual es de aproximadamente 2.000 bopd (bruto) con un contenido de agua por debajo del 1%. (El yacimiento Tarotaro representa el cuarto descubrimiento de petróleo de GeoPark en Colombia).
- El pozo de desarrollo Cuerva 8C en el Bloque La Cuerva (GeoPark operó con un 100% de participación) probó petróleo y se puso en marcha desde la formación Carbonera C5. La producción actual es de aproximadamente 80 bopd.
- El pozo de exploración Cuerva 1C en el Bloque La Cuerva (GeoPark operó con un 100% de participación) probó petróleo y se puso en marcha desde la formación Carbonera C5. La producción actual es de aproximadamente 250 bopd.
- Adquisición sísmica: al 30 de junio, 2013, se ha completado aproximadamente el 88% del programa sísmico de 250km² 3D en el Bloque Llanos 34 programado para 2013. A la fecha se ha completado todo el programa sísmico.

Próximos pozos clave

El programa de perforación de la Compañía para el año 2013 está diseñado para aumentar las reservas y la producción de petróleo y gas, aumentar el flujo de caja, mejorar los aspectos económicos y el rendimiento del proyecto, y manejar el riesgo mediante un programa combinado de perforación de desarrollo y exploración.

Bloque	País	Participación	Operador	Nombre del prospecto	Recursos sin riesgo P90-P10(*) MMbbl	CoS en % (*)	Estado del pozo/Comentarios
Llanos 34	Colombia	45%	GeoPark	Tigana 1	8 - 18	43	Exploración
Llanos 34	Colombia	45%	GeoPark	Aruco 1	1,7 - 3,6	32	Exploración
Llanos 34	Colombia	45%	GeoPark	Tua 6	n/a	n/a	Evaluación
Fell	Chile	100%	GeoPark	Co Sutlej N 1	0,2 - 1,0	45	Exploración
Fell	Chile	100%	GeoPark	Molino N 1	0,3 - 0,9	36	Exploración
Flamenco	Chile	50%	GeoPark	Tagua 1	0,3 - 1,1	43	Exploración

(*) Solo para pozos de exploración. Los recursos sin riesgo son cálculos aproximados de la Compañía.

RESUMEN FINANCIERO

Semestre finalizado el 30 de junio de 2013 comparado con el semestre finalizado el 30 de junio de 2012.

(en miles de US\$ excepto porcentajes)	Semestre finalizado el 30 de junio		
	2013	2012	Cambio, junio 2013 comparado con junio 2012
			(sin auditar)
Ingresos			
Ventas netas de petróleo	149.817	104.893	43%
Ventas netas de gas.....	10.989	17.098	(36)%
Total ingresos netos	160.806	121.991	32%
Costos de producción	(81.147)	(54.668)	48%
Ganancia bruta	79.659	67.323	18%
Costos de exploración	(13.587)	(10.199)	33%
Costos administrativos	(20.730)	(13.562)	53%
Gastos de comercialización	(7.658)	(7.981)	(4)%
Otros gastos operativos.....	4.205	(413)	1.118%
Ganancia operativa	41.889	35.168	19%
Resultados financieros, neto.....	(20.562)	(7.344)	180%
Ganancia por compra en condiciones muy ventajosas en la adquisición de subsidiarias.....	-	8.401	(100)%
Ganancia antes del impuesto a las ganancias	21.327	36.225	(41)%
Gastos del impuesto a las ganancias	(7.092)	(10.863)	(35)%
Ganancias para el período	14.235	25.362	(44)%
Participación no controlante	5.619	5.458	3%
Ganancias para el período atribuibles a los dueños de la Compañía	8.616	19.904	(57)%

Volúmenes de producción neta			
Petróleo (m bbl)	1.926	1.129	71%
Gas (mcf)	2.803	4.889	(43)%
Producción neta total (mboe)	2.393	1.944	23%
Producción neta promedio (boed)	13.221	11.939	11%
Precio promedio obtenido de ventas			
Petróleo (US\$ por bbl).....	80,5	94,6	(15)%
Gas (US\$ por mcf)	4,5	4,1	10%
Precio promedio obtenido de ventas por boe (US\$)	70,6	66,7	6%
Costos unitarios promedio por boe (US\$)			
Costos de producción	33,9	28,1	21%
Costos de exploración	5,7	5,2	10%
Costos administrativos	8,7	7,0	24%
Gastos de comercialización	3,2	4,1	(22)%
EBITDA ajustado promedio por boe (US\$)	35,1	36,1	(3)%

Informe del segmento geográfico

La Compañía divide su actividad comercial en cuatro segmentos geográficos: Chile, Colombia, Brasil y Argentina, que corresponden a sus principales sitios de operación. Las actividades que no encuadran dentro de estos cuatro segmentos geográficos se informan bajo un segmento corporativo independiente que principalmente incluye ciertos costos administrativos corporativos no atribuibles a otro segmento. Para el semestre finalizado el 30 de junio de 2013, el segmento chileno contribuyó con US\$82,9 millones o el 51,5% de los ingresos de GeoPark; el segmento colombiano contribuyó con US\$77,2 millones o el 48,0% de los ingresos; y el segmento argentino lo hizo con US\$0,7 millones o el 0,5% de los ingresos.

En la descripción de los resultados de operaciones que aparece a continuación, las "Otras" operaciones reflejan las operaciones que no son chilenas ni colombianas, y que consisten fundamentalmente en las operaciones argentinas, brasileñas y las de la casa matriz de la empresa.

En el año 2012, la Compañía contabilizó los resultados de sus operaciones en Colombia desde las fechas de adquisición que ocurrieron durante el primer trimestre de 2012. Incluyendo las adquisiciones proforma (es decir, para todo el primer trimestre), los Ingresos y el EBITDA Ajustado hubieran sido US\$24 millones y US\$8 millones más durante el primer trimestre de 2012, respectivamente.

La siguiente tabla resume ciertos datos financieros y operativos.

Sin auditar (en miles de US\$)	Semestre finalizado el 30 de junio							
	2013				2012			
	Chile	Colombia	Otras	Total	Chile	Colombia	Otras	Total
Ingresos netos	82.855	77.218	733	160.806	85.320	36.007	664	121.991
Ganancia bruta.....	49.167	30.473	19	79.659	52.135	14.888	300	67.323
Depreciación	15.437	17.027	141	32.605	15.859	7.005	531	23.395
Disminuciones y cancelaciones.....	8.753	3.035	-	11.788	5.945	2.619	-	8.564
EBITDA Ajustado por boe	37,9	38,1	-	35,1	36,8	46,4	-	36,1

Ingresos netos

Para el semestre finalizado el 30 de junio de 2013, el 93,2% y el 6,8% de los ingresos totales se derivaron de las ventas de petróleo crudo y de las ventas de gas natural, respectivamente.

Consolidado (en miles de US\$)	Semestre finalizado el 30 de junio	
	2013	2012
Venta de petróleo crudo	149.817	104.893
Venta de gas	10.989	17.098
Total	160.806	121.991

Ingresos netos por país (en miles de US\$)	Semestre finalizado el 30 de junio		Cambio, junio 2013 comparado con junio 2012	
	2013	2012		%
Chile	82.855	85.320	(2.465)	(3)
Colombia	77.218	36.007	41.211	114
Otras	733	664	69	10
Total	160.806	121.991	38.815	32

Los ingresos netos aumentaron un 31,8% a US\$160,8 millones (1S 2013: US\$122,0 millones)

El aumento en los ingresos netos se explica de la siguiente manera:

- Un aumento de US\$60,6 millones en entregas de petróleo
- Un aumento de US\$1,9 millones del precio obtenido para el gas vendido;
- Parcialmente compensado por:
- Una disminución de US\$8,1 millones en entregas de gas, y
- Una disminución de US\$15,6 millones del precio obtenido para el petróleo vendido.

Los ingresos netos atribuibles a las operaciones en Chile disminuyeron un 2,9% a US\$82,9 millones, lo que representa el 51,5% del total de los ingresos consolidados (1S 2012: US\$85,3 millones; 69,9% del total de los ingresos consolidados).

Las ventas del petróleo crudo aumentaron un 16,4% a 883 mbbl (1S 2012: 758 mbbl), principalmente debido a los nuevos descubrimientos en la formación Tobifera. Esto se compensó en forma parcial por (i) una disminución en los precios obtenidos promedio por barril del petróleo crudo de US\$8,2 por barril, o 9,1% a US\$81,4 por barril (1S 2012: US\$89,6 por barril), de los cuales US\$2,8 por barril se atribuyeron a los descuentos en la calidad del petróleo y el resto, a la variación WTI (West Texas Intermediate); y (ii) una disminución de las ventas de gas de Chile en un monto de US\$6,1 millones, o el 35,7% a US\$11,0 millones (1S 2012: US\$17,1 millones). Las bajas ventas de gas se deben a una reducida actividad de perforación para los prospectos de gas, ya que nos centramos en prospectos de petróleo, como así también se debió al cierre provisorio de la Planta Methanex, donde GeoPark entrega su gas. Durante el cierre, que comenzó a fines de abril 2013, la Compañía entregó a Methanex un volumen reducido de gas de aproximadamente 11,5 mmcfpd. Methanex informó a la Compañía que la planta retomará las actividades a fines de septiembre 2013.

Los ingresos netos atribuibles a las operaciones en Colombia disminuyeron US\$77,2 millones, lo que representa el 48,0% de los ingresos totales consolidados (1S 2012: US\$36,0 millones; 29,5% del total de los ingresos consolidados).

Las ventas del petróleo crudo aumentaron un 199% a 906 mbbl (1S 2012: 303 mbbl), debido al desarrollo de los yacimientos Max y Tua y a los descubrimientos de los yacimientos Tarotaro y Potrillo. Esto fue compensado parcialmente por una disminución en los precios obtenidos promedio por barril de petróleo crudo de US\$107,9 por barril a US\$79,7 fundamentalmente como resultado de un cambio en la estrategia comercial de la Compañía por la cual la empresa había estado entregando históricamente toda su producción colombiana en Coveñas, mientras que en el 2013, la Compañía comenzó a vender parte de su producción en boca del pozo. Por consecuencia, el precio de comercialización ha disminuido como también los costos de transporte (Gastos de comercialización) en un monto similar. Además, el marcador Vasconia disminuyó un 32% en el 1S 2013 con respecto al 1S 2012.

Costos de producción

La siguiente tabla resume los costos de producción para los semestres finalizados el 30 de junio de 2013 y el 30 de junio de 2012, sobre una base consolidada, y por país.

Sin auditar	Semestre finalizado el 30 de junio		
	2013	2012	Cambio, junio 2013 comparado con junio 2012
Consolidado (en miles de US\$ excepto porcentajes)	2013	2012	
Depreciación	31.898	22.950	39%
Regalías	8.650	6.283	38%
Costos operativos	39.625	24.557	61%
Otros costos.....	974	878	11%
Total	81.147	54.668	48%

Sin auditar	Semestre finalizado el 30 de junio			
	2013		2012	
Por país (en miles de US\$)	Chile	Colombia	Chile	Colombia
Depreciación	14.936	16.949	15.562	6.957
Regalías	3.912	4.674	4.097	2.093
Costos de personal.....	3.019	4.676	3.588	1.738
Costos de transporte.....	3.113	1.741	2.836	296
Mantenimiento del pozo y de las instalaciones.....	4.252	4.544	2.483	1.523
Insumos	925	5.639	1.381	2.580
Alquiler de equipo.....	-	2.360	.	3.044
Otros costos.....	3.531	6.162	3.236	2.888
Total	33.688	46.745	33.185	21.119

Los costos de producción aumentaron un 48% a US\$81,1 millones (1S 2012: US\$54,7 millones), fundamentalmente como resultado de la incorporación de todo un semestre de operaciones colombianas en los resultados de la Compañía, lo que derivó en una combinación de ingresos en un 93,2% de petróleo y en un 6,8% de gas.

Los costos operativos por boe aumentaron a US\$10,5 por boe (1S 2012: US\$8,1 por boe). Este aumento se produjo por un incremento en el mantenimiento del pozo y de las instalaciones, principalmente la suba de los gastos de mantenimiento y reparación de pozos (*pulling costs*) de US\$1,5 millón allí registrados y el continuo cambio en la combinación de ingresos (en particular,

influenciado por el cierre de Methanex) de gas a petróleo, el cual conlleva costos de producción más altos que los del gas. En el primer semestre de 2013, la combinación de ingresos para Chile fue en un 87% de petróleo y en un 13% de gas, mientras que para el mismo período en el 2012 fue en un 80% de petróleo y en un 20% de gas.

Los costos operativos en Colombia aumentaron un 106% fundamentalmente debido al aumento en la producción. Sin embargo, los costos operativos por boe en Colombia disminuyeron a US\$24,7 por boe (1S 2012: US\$36,6 por boe); la producción aumentada llevó a una dilución de los costos fijos.

Costos de exploración

Sin auditar	Semestre finalizado el 30 de junio		Cambio, junio 2013 comparado con junio 2012	
	2013	2012		%
(en miles de US\$ excepto porcentajes)				
Chile	8.992	7.206	1.786	25
Colombia	3.050	2.718	332	12
Otras	1.545	275	1.270	462
Total	13.587	10.199	3.388	33

Los costos de exploración aumentaron un 33% a US\$13,6 millones (1S 2012: US\$10,2 millones), fundamentalmente como resultado del reconocimiento de cancelaciones de esfuerzos no exitosos por un monto de US\$11,8 millones (un pozo en el Bloque Fell por US\$3,6 millones, un pozo en el Bloque Tranquilo por US\$1,1 millón, sísmica y otras en el Bloque Otway por US\$4,1 millones y tres pozos en Colombia por US\$3,0 millones) en comparación con los US\$8,5 millones (dos pozos en el Bloque Fell por US\$5,9 millones y costos de perforación asociados a cuatro pozos en Colombia por US\$2,6 millones) en tales cancelaciones en el mismo período en el año 2012.

Costos administrativos

Sin auditar	Semestre finalizado el 30 de junio		Cambio, junio 2013 comparado con junio 2012	
	2013	2012		%
(en miles de US\$ excepto porcentajes)				
Chile	8.110	4.014	4.096	102
Colombia	5.238	2.086	3.152	151
Otras	7.382	7.462	(80)	(1)
Total	20.730	13.562	7.168	53

Los costos administrativos aumentaron un 53% a US\$20,7 millones (1S 2012: US\$13,6 millones) como resultado de la incorporación de todo un semestre de operaciones, la puesta en marcha de las operaciones en Tierra del Fuego y mayores costos asociados con los desarrollos de nuevos negocios.

Gastos de comercialización

Sin auditar	Semestre finalizado el 30 de junio		Cambio, junio 2013 comparado con junio 2012	
	2013	2012		%
(en miles de US\$ excepto porcentajes)				
Chile	2.265	2.412	(147)	(6)
Colombia	5.145	5.422	(277)	(5)
Otras	248	147	101	69
Total	7.658	7.981	(323)	(4)

Los gastos de comercialización disminuyeron un 4% a US\$7,7 millones (1S 2012: US\$8,0 millones), principalmente debido a las ventas de petróleo en Colombia que se llevaron a cabo en boca del pozo, las cuales reducen los costos de transporte pero también disminuyen los precios de comercialización para montos similares. Precios menores compensan mayores volúmenes vendidos. En las operaciones chilenas, los gastos de comercialización fueron un 6% menor en comparación al mismo período pero del año anterior. En 2012 en Chile, los gastos de comercialización incluyeron penalidades asociadas con las cláusulas "entregar o pagar" estipuladas en el acuerdo de ventas de gas.

Resultados financieros netos

La pérdida financiera aumentó un 180% a US\$20,6 millones (1S 2012: US\$7,3 millones) debido a la acelerada amortización de los costos de emisión de deuda incurridos en relación con la amortización de los Pagarés con vencimiento en el año 2015 por un monto de US\$8,6 millones seguido de la emisión de Pagarés con vencimiento en el año 2020 en el semestre finalizado el 30 de junio de 2013, la incorporación de todo un semestre de operaciones colombianas en el primer trimestre de 2013 y mayores gastos de intereses generados por la emisión de Pagarés con vencimiento en el año 2020 por un monto de US\$3,8 millones.

Ganancia antes del impuesto a las ganancias

Sin auditar (en miles de US\$ excepto porcentajes)	Semestre finalizado el 30 de junio		Cambio, junio 2013 comparado con junio 2012	
	2013	2012		%
Chile	23.107	30.162	(7.055)	(23)
por Colombia.....	14.369	12.525	1.844	15
Otras	(16.149)	(6.462)	(9.687)	150
Total	21.327	36.225	(14.898)	(41)

La ganancia antes del impuesto a las ganancias disminuyó un 41% a US\$21,3 millones (1S 2012: US\$36,2 millones), fundamentalmente influenciado por la ocurrencia de dos ítems no recurrentes: (1) la acelerada amortización de los costos por emisión de deuda descrito arriba por US\$8,6 millones; y (2) una ganancia por compra en condiciones muy ventajosas en la adquisición de subsidiarias de US\$8,4 millones como resultado de las adquisiciones de Winchester y Luna registradas en el semestre finalizado el 30 de junio de 2012.

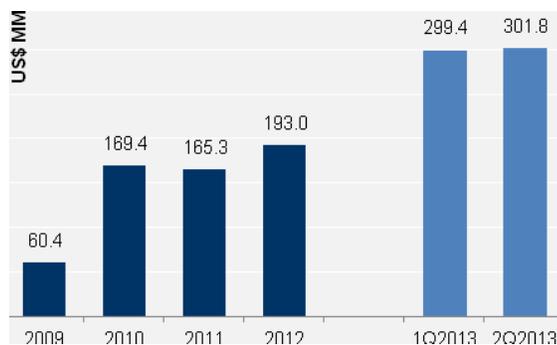
Impuesto a las ganancias

(en miles de US\$ excepto porcentajes)	Semestre finalizado el 30 de junio		Cambio, junio 2013 comparado con junio 2012	
	2013	2012		%
Chile	3.278	7.947	(4.669)	(59)
Colombia	5.812	2.916	2.896	99
Otras	(1.998)	-	(1.998)	(100)
Total	7.092	10.863	(3.771)	(35)

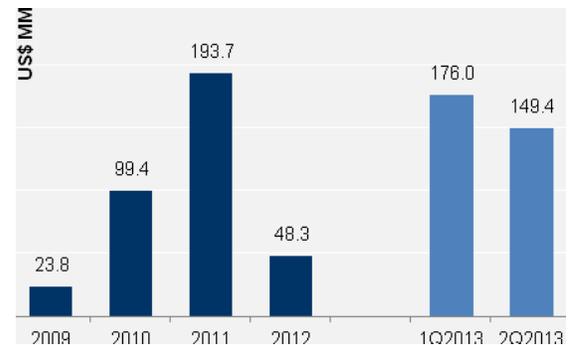
El impuesto a las ganancias disminuyó un 35% a US\$7,1 millones (1S 2012: US\$10,9 millones). La tasa impositiva efectiva fue de un 33% (1S 2012: 30%). La tasa impositiva efectiva se vio influenciada por la incorporación de todo un semestre de operaciones colombianas en los resultados de GeoPark, que están sujetas a una mayor tasa impositiva que otras operaciones y la ganancia por compra en condiciones muy ventajosas en la adquisición de subsidiarias no recurrente y exenta de impuestos.

COEFICIENTES FINANCIEROS

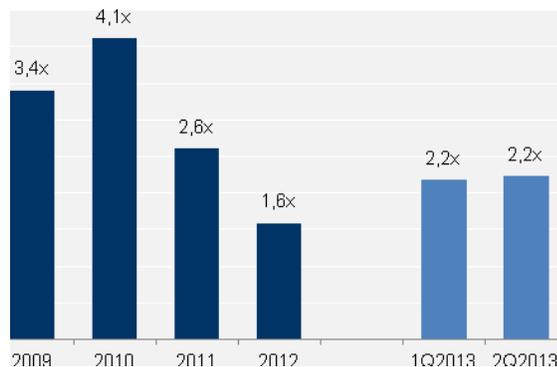
Evolución de la deuda financiera de liquidez



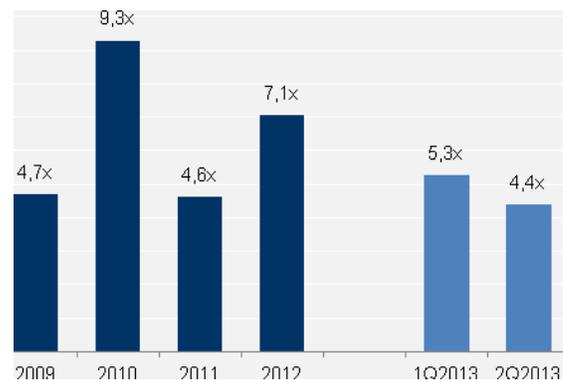
Evolución de la situación



Deuda bruta / EBITDA⁽¹⁾ ajustado



Cobertura de intereses⁽¹⁾



Nuestros acuerdos financieros requieren que la Compañía cumpla con los siguientes criterios:

- Coeficiente de endeudamiento inferior a 2,7x para los años 2013 y 2014 y 2,5x para más adelante.
- Coeficiente de cobertura de intereses superior a 3,5x

(1) basado en los resultados financieros e los últimos 12 meses

Trimestre comprendido entre el 1º de abril y 30 de junio de 2013 comparado con el trimestre comprendido entre el 1º de abril y el 30 de junio de 2012

La siguiente tabla resume ciertos datos financieros y operativos para el segundo trimestre de los años 2013 y 2012.

Segundo trimestre 2013 comparado con el segundo trimestre 2012				
(en miles de US\$ excepto porcentajes)	2T 2013	2T 2012	Cambio, 2T 2013 comparado con 2T 2012	
Producción neta promedio (boed)	13.020	11.674	12%	
Precio promedio obtenido de ventas realizadas por boe (US\$)	68	70	-2%	
Ingresos netos	71.032	70.670	362	1%
Costos de producción	(42.834)	(35.306)	(7.528)	21%
EBITDA ajustado	34.362	36.021	(1.659)	-5%
Ganancias para el período	4.790	1.074	3.716	346%
Inversiones de capital	68.984	36,979	32.005	87%

Producción

La producción neta promedio aumentó un 12% a 13.020 (boepd) para 2T 2013. En Colombia, la producción total de petróleo aumentó un 99,5% a 6,157 bopd y en Chile, la producción total de petróleo tuvo un incremento del 11,8% a 4.595 bopd. La producción de gas en Chile cayó un 50% a 13.248 mcfpd. La baja producción de gas se debe a una reducida actividad de perforación para los prospectos de gas, ya que nos centramos en prospectos de petróleo. Otra razón fue el cierre provisorio de la Planta Methanex.

Ingresos netos

Segundo trimestre 2013 comparado con el segundo trimestre 2012				
(en miles de US\$ excepto para porcentajes)	2T 2013	2T 2012	Cambio, 2T 2013 comparado con 2T 2012	
Chile	37,337	39,344	(2,007)	-5%
Colombia	33,408	31,035	2,373	8%
Otras	287	291	(4)	-1%
Total	71,032	70,670	(362)	1%

El aumento en los ingresos netos se explica de la siguiente manera:

- Un aumento de US\$16 millones en entregas de petróleo;
- Un aumento de US\$1,1 millón de los precios obtenidos de ventas para el gas vendido;

Parcialmente compensado por:

- Una disminución de US\$4,8 millones en entregas de gas, y
- Una disminución de US\$12,0 millones de los precios obtenidos de ventas para el gas vendido fundamentalmente como resultado del cambio en la estrategia comercial por la cual la Compañía había estado entregando históricamente toda su producción colombiana en Coveñas, mientras que en el 2013, la Compañía comenzó a vender parte de su producción en la boca del pozo. Por consecuencia, el precio de venta ha disminuido como también los costos de transporte (Gastos de venta) en un monto similar.

Costos de producción

Para el trimestre comprendido entre el 1º de abril al 30 de junio de 2013.

(en miles de US\$ excepto para porcentajes)	Segundo trimestre 2013 comparado con el segundo trimestre 2012			Cambio, 2T 2013 comparado con 2T 2012
	2T 2013	2T 2012		
Chile	15,551	16,589	(1,038)	-6%
Colombia	26,143	18,471	(7,672)	42%
Otras	1,140	246	894	363%
Total	42,834	35,306	7.528	21%

Los costos de producción fueron 21% mayores que en 2T 2013 comparados con los de 2T 2012. El principal impulsor de este aumento fue el incremento del 49% en la producción de petróleo.

En Chile, los costos operativos (costos de producción menos depreciación y regalías) por boe aumentaron un 35% a US\$10,7 por boe (2T 2012: US\$ 7,9 por boe). Este aumento fue impulsado por un incremento en el mantenimiento del pozo y de las instalaciones, principalmente costos de extracción y el continuo cambio en la combinación de ingresos de gas a petróleo, el cual conlleva mayores costos de producción que el gas.

En Colombia, los gastos operativos por boe disminuyeron un 31% a US\$25,1 por boe (2T 2012: US\$36,3 por boe) debido a un aumento en la producción que dio como resultado una dilución de los costos fijos.

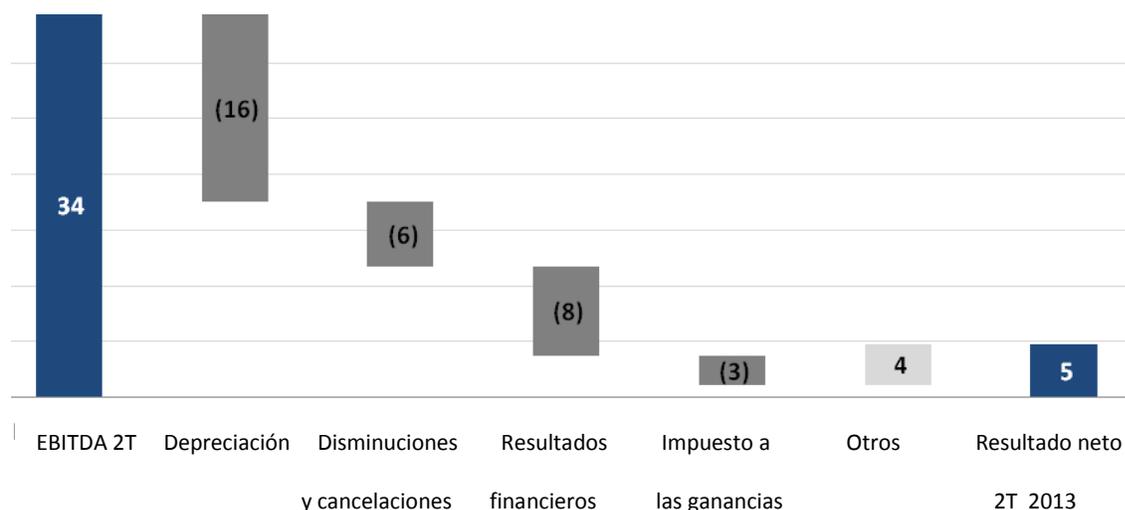
EBITDA Ajustado

(en miles de US\$ excepto para porcentajes)	Segundo trimestre 2013 comparado con el segundo trimestre 2012			Cambio, 2T 2013 comparado con 2T 2012
	2T 2013	2T 2012		
Chile	23,092	26,564	(3,472)	-13%
Colombia	16,259	12,579	3,680	29%
Otras	(4,989)	(3,122)	-1,867	60%
Total	34,362	36,021	(1,659)	-5%

El EBITD ajustado cayó un 5% o US\$1,7 millón como consecuencia de una reducción de US\$3,4 millones en el EBITDA Ajustado chileno influenciado por las bajas ventas de gas y la apuesta en marcha de las operaciones en Tierra del Fuego y un aumento de US\$1,9 millón relacionado con los gastos corporativos (principalmente, mayores cotos asociados con los desarrollos de los nuevos negocios) y la puesta en marcha de las operaciones brasileñas. Ambos efectos se compensaron parcialmente por un incremento de US\$ 3,7 millones en el EBITDA Ajustado colombiano.

Ganancias para el período

Las ganancias para el período aumentaron un 346% a US\$4,8 millones, tal como se describe en la tabla que aparece a continuación:



Las **inversiones de capital** aumentaron un 87% a US\$69 millones, principalmente como resultado de las operaciones chilenas en las que las inversiones de capital ascendieron a US\$45,4 millones para el 2T 2013 (incluyendo US\$27,4 millones en Tierra del Fuego, fundamentalmente para el programa sísmico) en comparación con los US\$15,7 millones para el 2T 2012. En Colombia, las inversiones de capital ascendieron a US\$27 millones para el 2T 2013 en comparación con los US\$20 millones para el 2T 2012.

RESUMEN ESTRATÉGICO

Entrada de riesgo equilibrado en Brasil

1) Adquisición de participación en el yacimiento de gas Manatí

El 15 de mayo de 2013, GeoPark anunció que había adquirido, de manos de Panoro Energy, Rio das Contas, que tiene un 10% de participación en el yacimiento Manatí, ubicado a baja profundidad en alta mar en la cuenca Camamu-Almada por un total en efectivo de US\$140,0 millones, sujeto a un precio de compra y a ajustes por derecho de paso. El yacimiento Manatí, operado por Petrobras - la empresa nacional brasileña -, es el yacimiento de gas no asociado más grande de Brasil y produce aproximadamente 9% del gas producido en Brasil. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre, 2012, y el segundo trimestre de 2013, la producción neta a Rio das Contas fue de aproximadamente 3.677 boepd y 3.884 boepd, respectivamente, desde el yacimiento Manatí. En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre, 2012, Rio das Contas generó ingresos netos por aproximadamente US\$23,2 millones e ingresos por alrededor de US\$51,1 millones.

La adquisición de Rio das Contas dará a GeoPark un contrato de venta a largo plazo con Petrobras que cubre cerca del 75% de las reservas netas de gas probadas en el yacimiento Manatí, una relación valiosa con Petrobras, y un sólido equipo administrativo y de geociencia para manejar los activos y buscar nuevas oportunidades de crecimiento.

El cierre de la adquisición está sujeto a ciertas condiciones, incluida la aprobación de la Agencia Nacional Brasileña de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles ("ANP"), y de las autoridades brasileñas antimonopolios. Se espera que esto suceda durante el segundo semestre de 2013.

2) Adjudicación de siete licencias de exploración

El 15 de mayo de 2013, después de una invitación de la ANP para licitar, GeoPark anunció que se le habían adjudicado en una ronda de licitación internacional siete nuevas concesiones en Brasil en las siguientes cuencas:

- Cuenca Recôncavo en el estado de Bahía: Concesiones REC-T 94 y REC-T 85; y
- Cuenca Potiguar en el estado de Rio Grande do Norte: las concesiones POT-T 664, POT-T 665, POT-T 619, POT-T 620 y POT-T 663.

Las ofertas ganadoras de GeoPark se encuentran sujetas a la confirmación de requerimientos de aprobación y a la celebración de acuerdos de concesión con la ANP, lo que se estima que sucederá en el 3T 2013. GeoPark se ha comprometido a invertir un mínimo de US\$15,3 millones (incluyendo bonificaciones y programa de trabajo) durante los tres primeros años del período de exploración. Las nuevas concesiones cubren un área de aproximadamente 54.850 acres brutos.

ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Cifras en miles de US\$	Semestre finalizado el 30 de junio 2013 (sin auditar)	Semestre finalizado el 30 de junio 2012(1) (sin auditar)	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2012
INGRESOS NETOS	160.806	121.991	250.478
Costos de producción	(81.147)	(54.668)	(129.235)
GANANCIA BRUTA	79.659	67.323	121.243
Costos de exploración	(13.587)	(10.199)	(27.890)
Costos administrativos	(20.730)	(13.562)	(28.798)
Gastos de comercialización	(7.658)	(7.981)	(24.631)
Otros ingresos operativos/ (gastos)	4.205	(413)	823
GANANCIA OPERATIVA	41.889	35.168	40.747
Ingresos financieros	604	318	892
Gastos financieros	(21.166)	(7.662)	(17.200)
Ganancia por compra en condiciones muy ventajosas en la adquisición de subsidiarias	-	8.401	8.401
GANANCIA ANTES DE IMPUESTOS	21.327	36.225	32.840
Impuesto a las ganancias	(7.092)	(10.863)	(14.394)
GANANCIA PARA EL PERÍODO/EJERCICIO	14.235	25.362	18.446
Atribuible a:			
Propietarios de la controlante	8.616	19.904	11.879
Participación no controlante	5.619	5.458	6.567
Ganancias por acción (en US\$) atribuibles a los propietarios de la Compañía. Básica	0,20	0,47	0,28
Ganancias por acción (en US\$) atribuibles a los propietarios de la Compañía. Diluida	0,19	0,44	0,27

ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL CONSOLIDADO

Cifras en miles de US\$	Al 30 de junio 2013 (sin auditar)	Al 30 de junio 2012(1) (sin auditar)	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2012
ACTIVOS			
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Propiedad, planta y equipamiento	544.151	388.423	457.837
Impuestos pagados por adelantado	14.505	5.504	10.707
Otros activos financieros	2.145	6.738	7.791
Impuesto a las ganancias diferido	16.075	10.434	13.591
Pagos anticipados y otras cuentas por cobrar	1.857	610	510
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	578.733	411.709	490.436
ACTIVOS CORRIENTES			
Existencias	5.667	8.934	3.955
Deudores comerciales	31.288	22.569	32.271
Pagos anticipados y otras cuentas por cobrar	40.809	47.705	49.620
Impuestos pagados por adelantado	2.376	5.903	3.443
Caja y equivalentes de caja	149.437	66.346	48.292
TOTAL DE ACTIVOS CORRIENTES	229.577	151.457	137.581
TOTAL DE ACTIVOS	808.310	563.166	628.017
PATRIMONIO			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la Compañía			
Capital accionario	43	43	43
Prima de emisión	116,877	118,821	116,817
Reservas	128,058	123,006	128,421
Ganancias acumuladas (pérdidas)	6,242	3,770	(5,860)
Atribuible a los propietarios de la Compañía.	251,220	245,640	239,421
Participación no controlante	83.459	54.355	72.665
TOTAL DEL PATRIMONIO	334.679	299.995	312.086
PASIVO			
PASIVO NO CORRIENTE			
Préstamos	290.624	127.404	165.046
Provisiones para otras obligaciones a largo plazo	26.015	21.839	25.991
Impuesto a las ganancias diferido	25.372	18.827	17.502
TOTAL DEL PASIVO NO CORRIENTE	342.011	168.070	208.539
PASIVO CORRIENTE			
Préstamos	11.172	27.488	27.986
Impuesto a las ganancias corriente	2.716	1.615	7.315
Acreedores y otras cuentas a pagar	117.732	65.998	72.091
TOTAL DEL PASIVO CORRIENTE	131.620	95.101	107.392

TOTAL DEL PASIVO	473.631	263.171	315.931
TOTAL DEL PATRIMONIO Y DEL PASIVO	808.310	563.166	628.017

⁽¹⁾ 30 de junio 2012 la información comparativa se ha repetido para reflejar la finalización de la asignación del precio de compra (ver Nota 1).

ESTADO DE FLUJO DE CAJA CONSOLIDADO

Cifras en miles de US\$	Semestre finalizado el 30 de junio 2013 (sin auditar)	Semestre finalizado el 30 de junio 2012(1) (sin auditar)	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2012
Flujo de caja de actividades operativas			
Ganancias del período/ejercicio	14.235	25.362	18.446
Ajustes por:			
Impuesto a las ganancias del período/ejercicio	7.092	10.863	14.394
Depreciación del período/ejercicio	32.605	23.395	53.317
Pérdida derivada de la cesión de bienes, planta y equipamiento	568	125	546
Cancelaciones por esfuerzos no exitosos	11.788	8.564	25.552
Amortización de otras obligaciones a largo plazo	(1.359)	(290)	(2.143)
Devengamiento de intereses deudores	11.881	5.796	12.478
Liquidación de obligaciones a largo plazo	505	298	1.262
Devengamiento de pagos basados en acciones	3.486	2.415	5.396
Ingresos diferidos	-	2.850	5.550
Pago de impuesto a las ganancias	(4.040)	(408)	(408)
Diferencia de cambio generada por préstamos	(9)	20	35
Ganancia por compra en condiciones muy ventajosas en la adquisición de subsidiarias	-	(8.401)	(8.401)
Variación en el capital de trabajo	20.177	580	5.778
Flujo de caja de actividades operativas - netos	96.929	71.169	131.802
Flujo de caja de actividades de inversión			
Compra de bienes, planta y equipamiento	(143.775)	(84.492)	(198.204)
Adquisición de subsidiarias, neto del efectivo incorporado	-	(105.303)	(105.303)
Cobros relacionados a arrendamientos financieros	6.489	-	-

Flujos de caja usados en actividades de inversión - netos	(137.286)	(189.795)	(303.507)
Flujo de caja de actividades de financiación			
Ingresos por préstamos	292.363	3.923	37.200
Ingresos por transacciones con participación no controlante ⁽²⁾	36.313	8.869	12.452
Ingresos por préstamos de partes vinculadas	8.344	-	-
Pago de capital	(179.343)	(16.297)	(12.382)
Pago de intereses	(6.175)	(5.259)	(10.895)
Flujos de caja de (usados en) actividades de financiación - netos	151.502	(8.764)	26.375
(Disminución) aumento neto de caja y equivalentes de caja	111.145	(127.390)	(145.330)
Caja y equivalentes de caja al 1º de enero	38.292	183.622	183.622
Caja y equivalentes de caja al cierre del período/ejercicio	149.437	56.232	38.292
El saldo de caja y equivalentes de caja al cierre del ejercicio se compone de la siguiente manera:			
Efectivo en bancos	149.413	66.324	48.268
Efectivo disponible	24	22	24
Descubiertos bancarios	-	(10.114)	(10.000)
Caja y equivalentes de caja	149.437	56.232	38.292

Anexo

A continuación se muestra una tabla a modo de resumen de los intereses de GeoPark respecto del gas y el petróleo:

País	Bloque	Operador	Participación ⁽¹⁾	Cuenca	Área bruta (miles de acres)	2P neto reservas (mmboe) ⁽²⁾	producción neta (boepd) ⁽³⁾	% Petr. óleo	Vencimiento de la concesión
Argentina	Del Mosquito	GeoPark	100%	Austral	17,3 ⁽⁴⁾	-	56	78	2016
Argentina	C. Doña Juana Loma	GeoPark	100%	Neuquén	28	-	-	-	2017
Argentina	Cortaderal	GeoPark	100%	Neuquén	20	-	-	-	2017
							56		
Chile	Fell	GeoPark	100%	Magallanes	368	45,5	7.615	66	2032
Chile	Tranquilo	GeoPark	29%	Magallanes	92	-	-	-	2013/2043
Chile	Otway	GeoPark	25%	Magallanes	49,4	-	-	-	2017/2044
Chile	Isla Norte	GeoPark	60%	Magallanes	130	-	-	-	2019/2044
Chile	Campanario	GeoPark	50%	Magallanes	192	-	-	-	2020/2045
Chile	Flamenco	GeoPark	50%	Magallanes	141	-	-	-	2019/2044
						45,4	7.615		
Colombia	La Cuerva	GeoPark	100%	Llanos	47	3,8	1.955	100	2014/2038
Colombia	Llanos 34	GeoPark	45%	Llanos	82	6,5	2.557	100	2015/2039
Colombia	Llanos 62	GeoPark	100%	Llanos	44	-	-	-	2017/2041
Colombia	Yamú	GeoPark	54.5/75	Llanos	11	0,8	565	100	2013/2036
Colombia	Llanos 17	Ramshorn	36.80%	Llanos	109	-	-	-	2015/2039
Colombia	Llanos 32	P1 Energy	10%	Llanos	100	0,3	218	100	2015/2039
Colombia	Jagueyes	Columbus	5%	Llanos	61	-	-	-	2014/2038
						11,4	5.294		
Brasil ⁽⁴⁾	BCAM-40	Petrobras	10%	Cam./Almada	22,8	10,7*	4.015	0	
Brasil ⁽⁵⁾	REC-T94	GeoPark	100%	Reconcavo	7,7	-	-	-	
Brasil ⁽⁵⁾	REC-T85	GeoPark	100%	Reconcavo	7,7	-	-	-	
Brasil ⁽⁵⁾	POT-T 664	GeoPark	100%	Potiguar	7,9	-	-	-	
Brasil ⁽⁵⁾	POT-T 665	GeoPark	100%	Potiguar	7,9	-	-	-	
Brasil ⁽⁵⁾	POT-T 619	GeoPark	100%	Potiguar	7,9	-	-	-	
Brasil ⁽⁵⁾	POT-T 620	GeoPark	100%	Potiguar	7,9	-	-	-	
Brasil ⁽⁵⁾	POT-T 663	GeoPark	100%	Potiguar	7,9	-	-	-	
						10,7	4.015		

1 Participación

2 Millones de barriles de petróleo equivalente Las reservas para Chile, Colombia y Argentina las certificó Degoyler & MacNaughton al 31 de diciembre, 2012. Las reservas para Brasil las certificó Gaffney & Cline para Panoro Energy do Brasil al 31 de diciembre de 2012.

3 Corresponde a la producción para el primer semestre del año 2013.

4 Adquisición de Manatí anunciada en mayo 2013. La producción del primer y segundo trimestres de 2013 no se atribuye a GeoPark. El cierre de la adquisición está sujeto a ciertas condiciones, incluida la aprobación de la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles ("ANP"), y de las autoridades antimonopolios brasileñas.

5 Sujeto a la confirmación de requerimientos de aprobación y a la celebración de acuerdos de concesión con la ANP.

Glosario

EBITDA ajustado	Ganancia para el período antes del costo financiero neto, impuesto a las ganancias, depreciación, amortización y determinadas partidas no monetarias tales como disminuciones y cancelaciones de esfuerzos no exitosos, devengamiento de opciones sobre acciones y adjudicación de acciones y ganancia por compra en condiciones muy ventajosas en la adquisición de subsidiarias
ANP	Agencia Nacional Brasileña de Petróleo
boe	Barriles de petróleo equivalente
boepd	Barriles de petróleo equivalente por día
bopd	Barriles de petróleo por día
CEOP	Contrato Especial de Operación Petrolera
mbbl	Miles de barriles de petróleo
mmboe	Millones de barriles de petróleo equivalente
mcfpd	Miles de pies cúbicos por día
mmcfpd	Millones de pies cúbicos por día
Mm³/día	Miles de metros cúbicos por día
EPS	Ganancias por acción
WI	Participación

De acuerdo con las Normas AIM, la información contenida en este anuncio ha sido revisada por Salvador Minniti, un geólogo con 32 años de experiencia en petróleo y gas y Director de Exploración de GeoPark.

Los cálculos aproximados de reservas se han recopilados según el Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos 2011 producido por la Sociedad de Ingenieros en Petróleo.