



# GEOPARK

Santiago, 10 de diciembre 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 29 de noviembre de 2013, 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 tercer trimestre de 2013.

La información adjunta consiste en la traducción al idioma español, contenida en veintisiete páginas, del comunicado de prensa de veintisiete páginas en idioma inglés publicado el día 29 de noviembre del presente año en esta Superintendencia. Con respecto a la traducción del comunicado al idioma español, se informa que la misma será publicada en esta Superintendencia dentro de los próximos días.

Sin otro particular, saluda atentamente a Usted,



**Pedro Aylwin Chiellini**  
pp. GEOPARK LIMITED



## RESULTADOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS TRIMESTRALES PARA EL PERÍODO DE NUEVES MESES FINALIZADO EL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2013

### Resumen operativo\*

- La producción de petróleo aumentó un 57% a 11.7163 bopd (barriles de petróleo por día) en el 3T 2013 en comparación con el 3T 2012.
- La producción total de petróleo y gas aumentó un 21% a 12.992 boepd (barriles de petróleo equivalente por día) en el 3T 2013 con respecto al 3T 2012.
- Nuevos descubrimientos de gas: Yacimiento de gas Cerro Sutlej en el Bloque Fell, Chile
- Pozo de exploración perforado Tigana 1 en Llanos 34, Colombia para ser probado en el 4T 2013.

### Resumen financiero\*

- Los ingresos aumentaron un 49% a US\$89,7 millones en el 3T 2013 en comparación con el 3T 2012.
- Las ganancias brutas aumentaron un 57% a US\$41,0 millones en el 3T 2013 con respecto al 3T 2012.
- Aumento del EBITDA ajustado: 33% a US\$125,9 millones (al 30 de septiembre de 2013).
- Situación de liquidez de US\$104,8 millones.

\* Las cifras operativas y financieras no incluyen los resultados de la nueva adquisición brasileña, lo que se estima completar en el 4T 2013 o 1T 2014.

### Resumen estratégico

- Alianza estratégica con Tecpetrol para identificar, estudiar y adquirir potencialmente oportunidades de petróleo y gas upstream en Brasil.
- Inscripción en proceso ante la Comisión de Valores y la Bolsa de los Estados Unidos [*SEC en inglés*] para considerar un mercado público alternativo a fin de obtener capital adicional y una mayor flexibilidad financiera.



GeoPark es una empresa latinoamericana de exploración, operación y consolidación de petróleo y gas con activos y producción en Chile, Colombia, Argentina y Brasil.

#### CONTACTOS:

Andrés Ocampo

Pablo Ducci

Tel: +56 2 22429600 – correo electrónico: [ir@geo-park.com](mailto:ir@geo-park.com)

Santiago, Chile

[www.geo-park.com/ir](http://www.geo-park.com/ir)

## RESUMEN OPERATIVO

### Producción trimestral

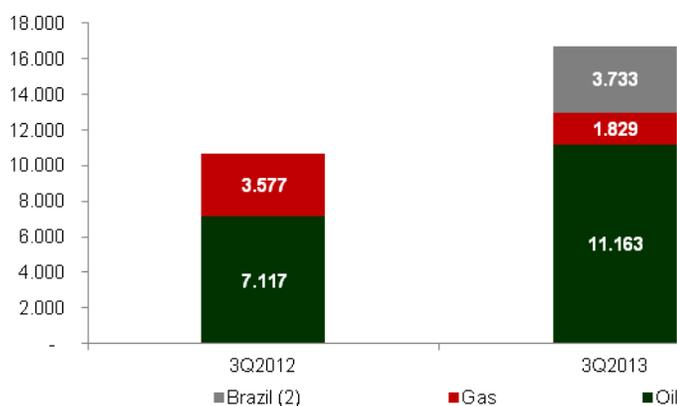
En el 3T 2013, la producción de petróleo y gas aumentó un 21% a 12,992 boepd (3T 2012: 10.694 boepd).

La producción de petróleo crudo aumentó un 57%, es decir, aumentó a 11.163 bopd en el 3T 2013 (3T 2012: 7.117 bopd) impulsado por un aumento en la producción en Colombia y Chile, lo que representa un 86% y un 14% respectivamente.

La siguiente tabla muestra las cifras de la producción para el 3T 2013 en comparación con el 3T 2012. Además, incluye información proforma relativa a Brasil referida a la adquisición pendiente de Rio das Contas (que tiene una participación en la operación del 10% en el yacimiento de gas Manatí en alta mar), lo que se estima completar en el 4T 2013 o el 1T 2014.

	Tercer trimestre 2013			Tercer trimestre 2012	
	Total (boepd)	Petróleo (bopd)	Gas (mcfpd)	Total (boepd)	% cambio
Chile	5.829	4.024	10.825	7.025	-17% (1)
Colombia	7.096	7.088	50	3.605	97%
Argentina	67	50	101	64	5%
<b>Total</b>	<b>12.992</b>	<b>11.163</b>	<b>10.977</b>	<b>10.694</b>	<b>21%</b>
<b>Más:</b>					
Brasil	3.733	64	22.016		
<b>Total Pro-Forma</b>	<b>16.725</b>	<b>11.226</b>	<b>32.993</b>		

(1) La menor producción en Chile fue impulsada por una disminución del 25% en la producción de gas como resultado del cierre provisorio de la planta Methanex desde abril hasta septiembre de 2013.



(2) La producción de Brasil se incluye como proforma. La producción y los resultados de los activos de Manatí se explicarán después del cierre de la transacción, que se espera para el 4T 2013 o el 1T 2014.

## Producción en nueve meses

La producción de petróleo y gas natural aumentó un 14% a 13.148 boepd en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 (en comparación con 11.533 boepd al 30 de septiembre de 2012). En este período, la producción de petróleo aumentó un 47% debido a una mayor producción en Colombia, con un incremento del 81%, y en Chile, con un aumento del 19%. La producción de petróleo representó el 82% y el 64% de la producción total para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 y de 2012.

Considerando la adquisición pendiente de Rio das Contas, de manera proforma, la Compañía hubiera producido un promedio de 16.869 boepd durante los primeros nueve meses del año 2013 con Chile, Colombia y Brasil representando el 42%, 36% y 22% de la producción total respectivamente y con el petróleo representando el 64% de esta producción total. Para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013, Rio das Contas produjo un promedio de 3.721 boepd (incluyendo 98% de gas natural y 2% de petróleo).

## Programa de trabajo y perforación

El programa de trabajo de GeoPark para el año 2103 incluye la perforación de 35-45 nuevos pozos (brutos) con inversiones de capital de US\$200-230 millones.

En el 3T 2013, la Compañía invirtió US\$44,4 millones, incluyendo US\$24,2 millones en Chile y US\$15,6 millones en Colombia.

En los primeros nueve meses de 2013, GeoPark perforó 32 nuevos pozos (23 de ellos son pozos de exploración): 14 en Chile y 18 en Colombia. Además, la Compañía invirtió un total de US\$191,5 millones, incluyendo US\$115,4 millones en Chile y US\$71,5 millones en Colombia. Los montos asignados a la exploración fueron US\$111,3 millones al 30 de septiembre de 2013.

## Programa de perforación del 3T 2013

En el 3T 2013, el programa de GeoPark incluyó la perforación de pozos de exploración, evaluación y desarrollo, además de los pozos de acondicionamiento existentes, tal como se indica a continuación:

### Chile

La siguiente tabla muestra las actividades en Chile durante el 3T 2013, como también el estado actual:

Bloque	Participación	Pozo	Tipo de pozo	Formación geológica	Profundidad (metros)	Hidrocarburo principal	Estado actual	
Chile	Fell	100%	Cerro Sotlej Norte 1	Exploración	Tobifera	3.150	Gas	En producción
Chile	Fell	100%	Molino Norte 1	Exploración	Tobifera	3.130	Petróleo	En evaluación
Chile	Fell	100%	Konawentru 7	Desarrollo	Tobifera	3.145	Petróleo	En producción
Chile	Fell	100%	Yagán Norte 9D	Desarrollo	Tobifera	3.110	Petróleo	En producción
Chile	Fell	100%	Bump Hill 1	Acondicionamiento	Tobifera	2.948	Petróleo	En producción
Chile	Fell	100%	Yagán Norte 1	Acondicionamiento	Tobifera	3.080	Petróleo	En producción
Chile	Fell	100%	Guanaco 4	Acondicionamiento	Tobifera	2.610	Petróleo	Convertido a inyector

## Aspectos destacados

- El pozo de exploración Cerro Sutlej Norte 1 en el Bloque Fell (GeoPark operó con un 100% de participación) se perforó a una profundidad de 3.150 metros y probó gas en la formación Sprinhill. El pozo se puso en marcha con un índice actual de aproximadamente 4,2 mmcfpd de gas.
- El pozo de exploración Molino Norte 1 en el Bloque Fell (GeoPark operó con un 100% de participación) se perforó a una profundidad de 3.130 metros. Las pruebas iniciales demostraron que es poco rentable y se están realizando más análisis.
- El pozo de exploración Konawentru 7 en el Bloque Fell (GeoPark operó con un 100% de participación) se perforó a una profundidad de 3.145 metros y probó petróleo en la formación Tobifera. El pozo se puso en marcha con un índice actual de aproximadamente 360 bopd.
- El pozo de exploración Yagán Norte 9-D en el Bloque Fell (GeoPark operó con un 100% de participación) se perforó a una profundidad de 3.110 metros y probó petróleo en la formación Tobifera. El pozo se puso en marcha con un índice actual de aproximadamente 370 bopd.
- Las actividades de acondicionamiento en el Bloque Fell (GeoPark operó con un 100% de participación) incluyeron los pozos Bump Hill 1 y Yagán Norte 1 para ampliar la producción y el pozo Guanaco 4 para convertirlo en pozo inyector de agua.

## Colombia

La siguiente tabla muestra las actividades en Colombia durante el 3T 2013, como también el estado actual:

	Bloque	Participación	Pozo	Tipo de pozo	Formación geológica	Profundidad (metros)	Hidrocarburo principal	Estado actual
<b>Operado</b>								
Colombia	Llanos 34	45%	Tarotaro 5	Evaluación	Gacheta	3.242	Petróleo	En producción
Colombia	Llanos 34	45%	Tigana 1	Explo.	Guadalupe/Mirador	3.434	Petróleo	Esperando para ser completado
No Operado	Bloque	Participación	Pozo	Tipo de pozo	Formación geológica	Profundidad (metros)	Hidrocarburo principal	Estado actual
Colombia	Arrendajo	10%	Azor 4	Evaluación	Carbonera	7.469	Petróleo	Abandonado

## Aspectos destacados

- El pozo de evaluación Tarotaro 5 en el Bloque Llanos 34 (GeoPark operó con un 45% de participación) se perforó a una profundidad de 3.242 metros y probó petróleo en la formación Gacheta. El pozo se puso en marcha con un índice actual de aproximadamente 465 bopd.
- El pozo de exploración Tigana 1 en el Bloque Llanos 34 (GeoPark operó con un 45% de participación) se perforó a una profundidad de 3.434 metros con lecturas eléctricas de perfiles favorables en las formaciones Mirador y Guadalupe. Las pruebas se llevarán a cabo durante el 4T 2013.
- El pozo de evaluación Tarotaro 3 en el Bloque Llanos 34 (GeoPark operó con un 45% de participación) se probó en la formación Guadalupe y actualmente está produciendo cerca de 780 bopd (bruto).

## Próximos pozos clave

El programa de perforación para el 2013 está diseñado para aumentar la producción, las reservas y el flujo de petróleo y gas, para mejorar la economía y el rendimiento de los proyectos, y manejar el riesgo mediante una combinación de perforación de exploración y desarrollo.

Bloque	País	Participación	Operador	Nombre del prospecto	Recursos sin riesgo P90-P10(*) MMbbl	CoS en % (*)	Hidrocarburo principal
Flamenco	Chile	50%	GeoPark	Chilco 1	1,9–6,7	36	Gas
Flamenco	Chile	50%	GeoPark	Tenca 1	0,15-0,47	44	Petróleo
Flamenco	Chile	50%	GeoPark	Taguas 1	0,26-1,1	42	Petróleo
Fell	Chile	100%	GeoPark	Konawentru 9	-	-	Petróleo
Llanos 34	Colombia	45%	GeoPark	Tua 6	-	-	Petróleo
Llanos 34	Colombia	45%	GeoPark	Aruco 1	0,5-2,5	43	Petróleo
Llanos 34	Colombia	45%	GeoPark	Tigana Sur 1	1,8-6,1	60	Petróleo

(\*) Solo para pozos de exploración. Cálculo aproximado de recursos sin riesgo según GeoPark.

## Actividades actuales

En el Bloque Flamenco (GeoPark operó con un 50% de participación) en Tierra del Fuego, la perforación ha comenzado con el pozo de exploración Chilco. Durante el 4T 2013 se espera perforar dos pozos de exploración adicionales: Tenca 1 y Taguas 1.

En Colombia, las pruebas se llevarán a cabo en los pozos Tigana 1 y Tigana Sur en el Bloque Llanos 34.

## RESUMEN FINANCIERO

Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 comparado con el mismo período finalizado el 30 de septiembre de 2012.

(en miles de US\$ excepto porcentajes)	Período de 9 meses finalizado el 30 de septiembre		% de cambio con respecto al período anterior
	2013	2012 (sin auditar)	
<b>Ingresos</b>			
Ventas netas de petróleo .....	235.225	158.309	49%
Ventas netas de gas .....	15.305	23.830	(36)%
<b>Ingresos netos</b> .....	<b>250.530</b>	<b>182.139</b>	38%
Costos de producción.....	(129.834)	(88.656)	46%
<b>Ganancia bruta</b> .....	<b>120.696</b>	<b>93.483</b>	29%
<b>Margen bruto (%)</b> .....	<b>48%</b>	<b>51%</b>	(6)%
Costos de exploración .....	(16.012)	(21.742)	(26)%
Gastos administrativos .....	(32.050)	(20.910)	53%
Gastos de comercialización .....	(12.526)	(15.650)	(20)%
Otros ingresos operativos .....	4.555	681	569%
<b>Ganancia operativa</b> .....	<b>64.663</b>	<b>35.862</b>	80%
Resultados financieros, neto .....	(27.200)	(13.598)	100%
Ganancia por compra en condiciones muy ventajosas en la adquisición de subsidiarias .....	-	8.401	(100)%
<b>Ganancia antes del impuesto a las ganancias</b> .....	<b>37.463</b>	<b>30.665</b>	22%
Gastos del impuesto a las ganancias .....	(12.260)	(6.266)	96%
<b>Ganancias para el período</b> .....	<b>25.203</b>	<b>24.399</b>	3%
Participación no controlante .....	9.436	6.566	44%
<b>Ganancias para el período atribuibles a los dueños de la Compañía</b> ..	<b>15.767</b>	<b>17.833</b>	(12)%
<b>Volúmenes de producción neta</b>			
Petróleo (mdbl).....	2.953	1.784	66%
Gas (mcf).....	3.820	6.862	(44)%
<b>Producción neta total (mboe)</b> .....	<b>3.589</b>	<b>2.927</b>	23%
Producción neta promedio (boed) .....	13.148	11.533	14%
<b>Precio promedio obtenido de ventas</b>			
Petróleo (US\$ por bbl) .....	82,5	91,8	(7)%
Gas (US\$ por mcf) .....	4,6	4,0	15%
Precio promedio obtenido de ventas realizadas por boe (US\$) .....	73,5	66,6	10%
<b>Costos de producción (1)</b> .....	<b>36,2</b>	<b>30,3</b>	19%
Costos de exploración.....	4,5	7,4	(39)%
Gastos administrativos.....	8,9	7,1	25%
Gastos de comercialización.....	3,5	5,3	(34)%
<b>EBITDA ajustado promedio por boe (US\$)</b> .....	<b>35,1</b>	<b>32,4</b>	8%

(1) Calculado según FASB ASC 932.

## Informe del segmento geográfico

La Compañía divide su actividad comercial en cuatro segmentos geográficos, siendo Chile y Colombia los principales países de operación para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 y 2012.

En la descripción de los resultados de operaciones que aparece a continuación, el término "Otras" refleja las operaciones que no son chilenas ni colombianas, y que consisten fundamentalmente en las operaciones argentinas, brasileñas<sup>1</sup> 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.

Sin auditar (en miles de US\$)	Período de 9 meses finalizado el 30 de septiembre							
	2013				2012			
	Chile	Colombia	Otras	Total	Chile	Colombia	Otras	Total
Ingresos netos.....	119.359	130.053	1.118	250.530	117.244	63.923	972	182.139
Ganancia bruta .....	69.546	50.214	936	120.696	68.314	24.867	302	93.483
Depreciación .....	(21.835)	(27.477)	(234)	(49.546)	(22.178)	(13.249)	(801)	(36.228)
Disminuciones y cancelaciones.....	(8.711)	(3.244)	-	(11.955)	13.627	(4.727)	(1.944)	(20.298)
EBITDA ajustado por boe	38,4	36,7	-	35,1	34,4	36,7	-	32,4

<sup>1</sup> Al momento de la publicación del presente comunicado de prensa, la Compañía no ha realizado operaciones en Brasil dado que la adquisición de Rio das Contas aún está pendiente. La Compañía no ha comenzado ninguna operación relacionada con las siete licencias de exploración otorgadas. No obstante, en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013, GeoPark ha incurrido en algunos gastos relativos a la puesta en marcha o a las operaciones que esperábamos hacer en tal país.

## Resultados de operaciones: enero / septiembre 2013 comparado con enero / septiembre 2012

### Ingresos netos

Para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013, el 94% y el 6% de los ingresos totales provinieron de ventas de petróleo crudo y ventas de gas natural, respectivamente, comparado con el 87% y el 13% en el mismo período pero del año 2102.

<b>Consolidado (en miles de US\$)</b>	<b>Período de 9 meses finalizado el 30 de septiembre</b>		<b>Cambio con respecto al período anterior</b>
	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>%</b>
	<b>(sin auditar)</b>		
Venta de petróleo crudo	235.225	158.309	49
Venta de gas.....	15.305	23.830	36
<b>Total .....</b>	<b>250.530</b>	<b>182.139</b>	<b>38</b>

<b>Por país (en miles de US\$)</b>	<b>Período de 9 meses finalizado el 30 de septiembre</b>		<b>Cambio con respecto al período anterior</b>
	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>%</b>
	<b>(sin auditar)</b>		
Chile.....	119.359	117.244	2
Colombia.....	130.053	63.923	103
Otras .....	1.118	972	15
<b>Total .....</b>	<b>250.530</b>	<b>182.139</b>	<b>38</b>

Los ingresos netos aumentaron un 38% a US\$250,5 millones para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 (US\$182,1 millones para el mismo período pero del año 2012), principalmente como resultado de un aumento en las entregas de petróleo debido a la incorporación de operaciones en Colombia durante nueve meses en los resultados de la Compañía (comparado con el mismo período pero del año 2012) y debido también a un incremento en la producción y en las entregas en ese país.

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

- Un aumento de US\$92,9 millones en entregas de petróleo
- Un aumento de US\$3,6 millones del precio obtenido para el gas vendido;

Parcialmente compensado por:

- Una disminución de US\$16,0 millones del precio obtenido para el petróleo vendido, y
- Una disminución de US\$12,1 millones en entregas de gas.

## **Operaciones en Chile**

Los ingresos netos atribuibles a las operaciones en Chile aumentaron un 2%, es decir a US\$119,4 millones para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 (US\$117,2 millones para los mismos períodos pero finalizados el 30 de septiembre de 2012), representando un 48% comparado con el 64% del total de las ventas consolidadas para el mismo período del 2012.

Las ventas del petróleo crudo aumentaron un 16% a 1.244 mbbl en el 2013 (1.072 mbbl para el período en el año 2012), debido a los nuevos descubrimientos en la formación Tobifera, lo que hizo aumentar la producción en el yacimiento Konawentru. Esto se compensó parcialmente por una disminución en los precios obtenidos promedio por barril de petróleo crudo de US\$3,4 por barril, o 3,9% de US\$87 por barril para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2012 a US\$83,7 por barril para el mismo período pero del 2013, de los cuales US\$3,6 por barril se atribuyeron a los descuentos de calidad en el petróleo producido, parcialmente compensado por un leve aumento en el precio WTI (West Texas Intermediate).

Las ventas de gas disminuyeron un 36% a US\$15,3 millones para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 (US\$23,8 millones para el mismo período pero del año 2012). 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, el único comprador del gas producido en Chile. Durante el cierre, que comenzó en abril 2013 y finalizó el 23 de septiembre de 2013, GeoPark redujo en un 25% las entregas de gas a Methanex.

## **Operaciones en Colombia**

Los ingresos netos atribuibles a las operaciones en Colombia aumentaron un 103,5%, es decir a US\$130,1 millones para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 (US\$63,9 millones para el mismo período pero finalizado el 30 de septiembre de 2012), respectivamente, representando un 52% y un 35% del total de las ventas consolidadas respectivamente.

Las ventas del petróleo crudo aumentaron un 169% a 1.508 mbbl para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 (561 mbbl para el mismo período pero del año 2012). Este aumento se debió a (i) la incorporación de un período de tres meses adicionales de resultados de Cuerva en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 y a la incorporación de un mes adicional en las operaciones de Winchester y Luna (los ingresos para el período correspondiente que no se incluyeron en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2012 fueron de US\$23,8 millones) comparado con el mismo período pero del 2012, y (ii) al desarrollo de los yacimientos Max y Tua y los descubrimientos del yacimiento Tarotaro en el Bloque Llanos 34 y el yacimiento Potrillo en el Bloque Yamú. Esto fue compensado parcialmente por una disminución en los precios obtenidos promedio por barril de petróleo crudo de US\$101,5 por barril a US\$81,7 por barril.

Esta disminución se debe (i) al cambio en la estrategia comercial en Colombia (mientras que el punto entregado históricamente para toda la producción era el puerto de Covenas, en el 2013, la Compañía comenzó a vender una porción de su producción en boca de pozo. Por consecuencia, los costos de transporte, registrados en gastos de venta, se redujeron y esto generó una reducción en el precio de venta; y (ii) a una disminución del 4% en el precio de Brent.

## Costos de producción

La siguiente tabla resume los costos de producción para los períodos de nueve meses finalizados el 30 de septiembre de 2013 y 2012, sobre una base consolidada, y por país.

<b>Consolidado (en miles de US\$ excepto porcentajes)</b>	<b>Período de 9 meses finalizado el 30 de septiembre</b>		<b>% de cambio con respecto al período anterior</b>
	<b>2013</b>	<b>2012</b>	
	<b>(sin auditar)</b>		
Depreciación .....	(48.423)	(35.529)	36%
Regalías .....	(13.010)	(9.900)	31%
Costos de personal .....	(12.195)	(6.102)	100%
Costos de transporte.....	(8.494)	(5.112)	66%
Mantenimiento del pozo y de las instalaciones.....	(13.423)	(5.749)	133%
Insumos .....	(11.636)	(7.639)	52%
Alquiler de equipo.....	(5.562)	(5.504)	1%
Otros costos .....	(17.091)	(13.121)	30%
<b>Total .....</b>	<b>(129.834)</b>	<b>(88.656)</b>	<b>46%</b>

<b>Por país (en miles de US\$)</b>	<b>Período de 9 meses finalizado el 30 de septiembre</b>			
	<b>2013</b>		<b>2012</b>	
	<b>Chile</b>	<b>Colombia</b>	<b>Chile</b>	<b>Colombia</b>
	<b>(sin auditar)</b>			
Depreciación .....	(21.008)	(27.380)	(21.770)	(13.180)
Regalías .....	(5.669)	(7.208)	(5.547)	(4.215)
Costos de personal .....	(5.730)	(7.508)	(5.521)	(1.837)
Costos de transporte.....	(4.937)	(3.399)	(4.583)	(388)
Mantenimiento del pozo y de las instalaciones.....	(5.391)	(7.733)	(4.168)	(1.415)
Insumos .....	(1.391)	(10.180)	(2.215)	(5.368)
Alquiler de equipo.....	-	(5.562)	-	(5.504)
Otros costos .....	(5.687)	(10.869)	(5.126)	(7.149)
<b>Total .....</b>	<b>(49.813)</b>	<b>(79.839)</b>	<b>(48.930)</b>	<b>(39.056)</b>

Los costos de producción aumentaron un 46% a US\$129,8 millones para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 (US\$88,7 millones para el mismo período pero del año 2012), fundamentalmente como resultado de la incorporación de todo un período de nueve meses de operaciones en Colombia en los resultados de la Compañía, además de un incremento en la producción de petróleo. Esto derivó en una combinación de ingresos en un 93,9% de petróleo y en un 6,1% de gas comparado con un 87% y un 13% para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 y 2012, respectivamente.

## Operaciones en Chile

Para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013, en Chile, los costos operativos (costos de producción menos la depreciación, regalías y pagos basados en acciones) aumentaron un 25% a US\$11,5 por boe (US\$9,2 por boe en el mismo período en 2012). Este aumento fue impulsado por un cambio continuo en la combinación de ingresos de gas a petróleo,

ya que los costos operativos para el petróleo son mayores que para el gas, y también por el aumento en el mantenimiento de pozos e instalaciones. En los primeros nueve meses de 2013, la combinación de ingresos para Chile fue de un 87,2% para el petróleo y de un 12,8% para el gas, mientras que para el mismo período en el 2012 fue de un 79,7% para el petróleo y de un 20,3% para el gas.

## Operaciones en Colombia

Los costos operativos en Colombia aumentaron un 107,3% para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 comparado con el mismo período pero del año 2012. Esto se debió fundamentalmente a la incorporación de un período completo de nueve meses de operaciones en Colombia en los resultados de la Compañía (los costos operativos para el período correspondiente que no estaban incluidos en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2012 fueron de US\$14,4 millones) debido a los aumentos en la producción y en las entregas. No obstante, los costos operativos por boe en Colombia disminuyeron un 17% a US\$27,1 por boe para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 (US\$32,8 por boe para el período correspondiente al 2012) provenientes de costos fijos extendidos en la producción aumentada.

## Costos de exploración

<u>(en miles de US\$ excepto porcentajes)</u>	<b>Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre</b>		<b>Cambio con respecto al período anterior</b>	
	<b>2013</b>	<b>2012</b>		<b>%</b>
	<b>(sin auditar)</b>			
Chile .....	(9.684)	(14.448)	(4.764)	(33)
Colombia .....	(3.853)	(4.889)	(1.036)	(21)
Otras .....	(2.475)	(2.405)	70	3
<b>Total</b> .....	<b>(16.012)</b>	<b>(21.742)</b>	<b>(5.730)</b>	<b>(26)</b>

Los costos de exploración disminuyeron un 26% a US\$16,0 millones para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 (US\$21,7 millones para el mismo período pero del 2012), fundamentalmente como resultado del reconocimiento de menores cancelaciones de esfuerzos no exitosos. Debido a lo anterior, los esfuerzos no exitosos totalizaron US\$11,9 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 (en Chile se incluye un pozo en el Bloque Fell por US\$3,6 millones, un pozo en el Bloque Tranquilo por US\$1,1 millón, relevamientos sísmicos y otros costos en el Bloque Otway por US\$4,0 millones y tres pozos en Colombia por US\$3,2 millones) en comparación con los US\$20,3 millones (dos pozos en el Bloque Fell por US\$7,3 millones, un pozo en el Bloque Tranquilo por US\$6,3 millones, relevamientos sísmicos en el Bloque Del Mosquito por US\$1,9 millones y costos asociados con los tres pozos en Colombia por US\$4,7 millones) en tales cancelaciones en el mismo período en el año 2012.

## Gastos administrativos

<u>(en miles de US\$ excepto porcentajes)</u>	Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre		Cambio con respecto al período anterior	
	2013	2012		%
	<b>(sin auditar)</b>			
Chile .....	(12.157)	(6.332)	5.825	92
Colombia .....	(9.919)	(4.311)	5.608	130
Otras .....	(9.974)	(10.267)	(293)	(3)
<b>Total</b> .....	<b>(32.050)</b>	<b>(20.910)</b>	<b>11.140</b>	<b>53</b>

Los gastos administrativos aumentaron un 53% a US\$32,1 millones para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 (US\$20,9 millones para el mismo período correspondiente al 2012) fundamentalmente como resultado de un aumento en los costos en: Operaciones en Chile, de US\$6,3 millones en los primeros nueve meses del año 2012 a US\$12,2 millones en los primeros nueve meses del año 2013, principalmente debido a la puesta en marcha de las operaciones en Tierra del Fuego; y (2) operaciones en Colombia, de US\$4,3 millones en los primeros nueve meses del año 2012 a US\$9,9 millones en los primeros nueve meses del año 2013, principalmente debido a la incorporación de todas las operaciones de este país en los resultados de la Compañía.

## Gastos de comercialización

<u>(en miles de US\$ excepto porcentajes)</u>	Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre		Cambio con respecto al período anterior	
	2013	2012		%
	<b>(sin auditar)</b>			
Chile .....	(3.194)	(3.916)	(722)	(18)
Colombia .....	(8.935)	(11.511)	(2.576)	(22)
Otras .....	(397)	(223)	174	78
<b>Total</b> .....	<b>(12.526)</b>	<b>(15.650)</b>	<b>(3.124)</b>	<b>(20)</b>

Los gastos de comercialización disminuyeron un 20% a US\$12,5 millones para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 (US\$15,7 millones para el mismo período correspondiente al 2012), principalmente debido al cambio en el punto de entrega para cierta producción en las operaciones de Colombia. Con respecto a las operaciones de Chile, los gastos de comercialización fueron un 18% menor en comparación con el mismo período pero del año anterior. Esto se debió fundamentalmente al impacto de penalidades asociadas con las cláusulas

"entregar o pagar" pagadas a Methanex en el año 2012 compensado en parte por el aumento en las entregas de petróleo en Chile.

## Resultados financieros netos

La pérdida financiera aumentó un 100% a US\$27,2 millones para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 (US\$13,6 millones para el mismo período correspondiente al 2012) 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 período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013, la incorporación de todo un período de nueve meses de operaciones en Colombia en los resultados de la Compañía y mayores gastos de intereses generados por la emisión de Pagarés con vencimiento en el año 2020 por un monto de US\$6,3 millones incurridos para financiar el programa de inversiones de capital y para ampliar aún más las operaciones.

## Ganancia antes del impuesto a las ganancias

(en miles de US\$ excepto porcentajes)	Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre		Cambio con respecto al período anterior	
	2013	2012		%
	(sin auditar)			
Chile.....	36.696	33.376	3.320	10
Colombia.....	24.270	8.994	15.276	170
Otras (1).....	(23.503)	(11.705)	(11.798)	(101)
<b>Total</b> .....	<b>37.463</b>	<b>30.665</b>	<b>6.798</b>	<b>22</b>

(1) La línea "Otras" incluye operaciones en Argentina, Brasil, la casa matriz y los resultados financieros, netos. Para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 los resultados financieros netos incluidos en la línea "Otras" aumenta a una pérdida de US\$10,8 millones.

La ganancia antes del impuesto a las ganancias aumentó un 22% a US\$37,5 millones (US\$30,7 millones para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2012), fundamentalmente debido a la incorporación de un período completo de nueve meses de operaciones en Colombia, un aumento en la producción y en las entregas en ese país y, en menor medida, a mayores ganancias provenientes de las operaciones chilenas, en parte compensado por la ocurrencia de dos hechos no recurrentes: (1) la acelerada amortización de los costos por emisión de deuda descrito arriba; y (2) el efecto comparativo de una ganancia por compra en condiciones muy ventajosas en la adquisición de empresas subsidiarias de US\$8,4 millones como resultado de las adquisiciones de Winchester y Luna registradas en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2012.

## Impuesto a las ganancias

(en miles de US\$ excepto porcentajes)	Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre		Cambio con respecto al período anterior	
	2013	2012		%
	(sin auditar)			
Chile .....	(5,262)	(6,968)	1,706	24
Colombia .....	(9,312)	702	(10,014)	(1,426)
Otras .....	2,314	-	2,314	100
<b>Total</b> .....	<b>(12,260)</b>	<b>(6,266)</b>	<b>(5,994)</b>	<b>96</b>

El impuesto a las ganancias aumentó un 96% a US\$12,3 millones para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 (US\$6,3 millones para el mismo período correspondiente al 2012) como resultado del aumento en las ganancias antes del impuesto a las ganancias descrito en los párrafos anteriores. La tasa impositiva efectiva de GeoPark para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 fue de 33% comparado con el 20% en el mismo período pero del año 2012. Esta tasa se vio influenciada principalmente por un incremento en las ganancias por las operaciones colombianas en los resultados de la Compañía, sujetas a una mayor tasa impositiva que otras operaciones, y el impacto de una ganancia por compra en condiciones muy ventajosas en la adquisición de subsidiarias en Colombia no recurrente y exenta de impuestos que se registró en el período de nueve meses finalizado el 20 de septiembre de 2012.

## Ganancias para el período

(en miles de US\$ excepto porcentajes)	Período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre		Cambio con respecto al período anterior	
	2013	2012		%
	(sin auditar)			
Chile .....	31.434	26.408	5.026	19
Colombia .....	14.958	9.696	5.262	54
Otras .....	(21.189)	(11.705)	(9.484)	(81)
<b>Total</b> .....	<b>25.203</b>	<b>24.399</b>	<b>804</b>	<b>3</b>

Las ganancias para el período aumentaron un 3% a US\$25,2 millones para el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2013 (US\$24,4 millones para el mismo período correspondiente al 2012) como resultado de los factores descritos anteriormente.

**Trimestre comprendido entre el 1º de julio y el 30 de septiembre de 2013 comparado con el trimestre comprendido entre el 1º de abril y el 30 de septiembre de 2012.**

<b>(sin auditar)</b>	<b>3T 2013 en comparación con 3T 2012</b>			
<b>(en miles de US\$ excepto porcentajes)</b>	<b>3T 2013</b>	<b>3T 2012</b>	<b>Cambio, 3T 2013 comparado con 3T 2012</b>	
Producción neta promedio (boed)	12.992	10.694	2.298	21%
Precio promedio obtenido de ventas				
Petróleo (US\$ por mbbl)	86,3	86,8	0,5	-1%
Gas (US\$ por mcf)	4,6	4,0	0,59	14%
Ingresos netos	89.724	60.148	29.576	49%
Costos de producción	(48.687)	(33.988)	(14.699)	43%
Ganancia bruta	41.037	26.160	14.877	57%
Costos de exploración	(2.425)	(11.543)	9.118	-79%
Ganancia operativa	22.774	694	22.080	3182%
EBITDA ajustado <sup>2</sup>	41.880	24.519	17.361	71%
Ganancias para el período	10.968	(963)	11.931	1239%
Inversiones de capital	44.351	62.709	(18.358)	-29%

## **Producción**

En el 3T 2013, la producción promedio de petróleo y gas aumentó un 21% a 12.992 boe por día (10.694 boe por día en el 3T 2012). La producción de petróleo aumentó un 57% a 11,163 barriles por día (7.117 barriles por día en el 3T 2012). El aumento en la producción de petróleo fue impulsado por un incremento en la producción en Colombia y Chile, representando el 86% y el 14% respectivamente de tal aumento. La producción de gas en Chile cayó un 49% a 10.825 mcfpd. La menor 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.

<sup>2</sup> El EBITDA ajustado no es una medida IFRS (Normas Internacionales de Información Financiera) y es posible que pueda no ser comparable con indicadores con el mismo nombre informados por otras compañías. El EBITDA ajustado no debería considerarse como reemplazo para ganancia operativa de una mejor medida de liquidez que el flujo de efectivo operativo, ambos calculados según IFRS.

## Ingresos netos

Para el trimestre comprendido entre el 1º de julio y el 30 de septiembre de 2013.

<b>(sin auditar)</b>	<b>3T 2013 en comparación con 3T 2012</b>			
<b>(en miles de US\$ excepto porcentajes)</b>	<b>3T 2013</b>	<b>3T 2012</b>	<b>Cambio, 3T 2013 comparado con 3T 2012</b>	
Chile	36.504	31.924	4.580	14%
Colombia	52.835	27.916	24.919	89%
Otras	385	308	77	25%
<b>Total</b>	<b>89.724</b>	<b>60.148</b>	<b>29.576</b>	<b>49%</b>

Los ingresos netos aumentaron un 49% a US\$89,7 millones en el 3T 2013 (US\$60,1 millones para el 3T 2012).

El aumento neto en los ingresos netos se explica por (i) un incremento de US\$32,2 millones en las entregas de petróleo en Colombia y Chile, y (ii) un aumento de US\$1 millón del precio obtenido para el petróleo vendido, parcialmente compensado por una disminución de US\$ 3,3 millones en entregas de gas debido a una reducida actividad de perforación para los prospectos de gas, ya que nos centramos en prospectos de petróleo y al cierre provisorio de la Planta Methanex.

## Costos de producción

Para el trimestre comprendido entre el 1º de julio y el 30 de septiembre de 2013.

<b>(sin auditar)</b>	<b>3T 2013 en comparación con 3T 2012</b>			
<b>(en miles de US\$ excepto porcentajes)</b>	<b>3T 2013</b>	<b>3T 2012</b>	<b>Cambio, 3T 2013 comparado con 3T 2012</b>	
Chile	16.125	15.745	380	2%
Colombia	33.094	17.937	15.157	82%
Otras	(532)	306	838	(274)%
<b>Total</b>	<b>48.687</b>	<b>33.988</b>	<b>14.699</b>	<b>43%</b>

Los costos de producción aumentaron un 43% a US\$48,7 millones en el 3T 2013 (US\$34,0 millones en el 3T 2012) debido principalmente al incremento en la producción y entregas de petróleo en Colombia y Chile, en parte compensado por una disminución en la producción de gas.

## EBITDA ajustado

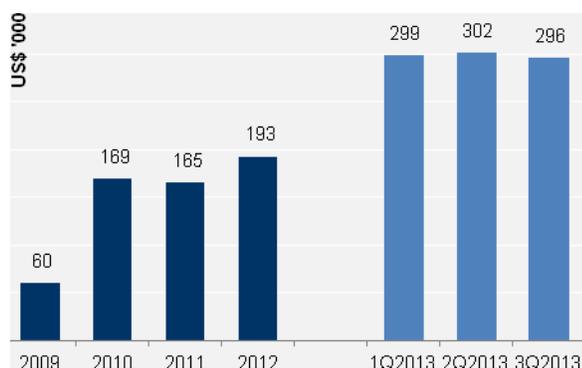
Para el trimestre comprendido entre el 1º de julio y el 30 de septiembre de 2013.

(sin auditar)	3T 2013 en comparación con 3T 2012			
	3T 2013	3T 2012	Cambio, 3T 2013 comparado con 3T 2012	
(en miles de US\$ excepto porcentajes)				
Chile	21,303	17,693	3,610	20%
Colombia	22,556	8,955	13,601	152%
Otras	(1,979)	(2,129)	150	7%
<b>Total</b>	<b>41,880</b>	<b>24,519</b>	<b>17,361</b>	<b>71%</b>

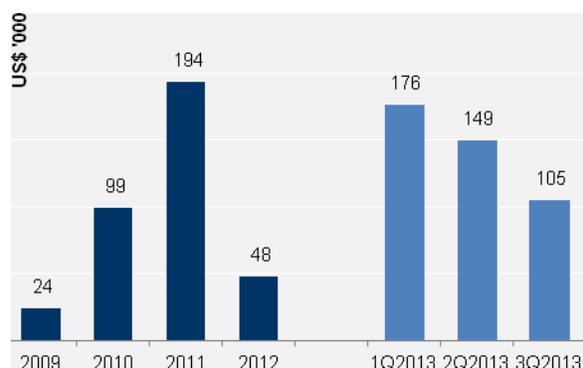
El EBITDA ajustado aumentó un 71% a US\$41,9 millones en el 3T 2013 (US\$24,5 millones en el mismo período del 2012), principalmente como consecuencia de un incremento de US\$3,6 millones y US\$13,6 millones en el EBITDA ajustado de Chile y Colombia. Las razones son el impacto de mayores ingresos, ganancia bruta y menores gastos de exploración (debito a menores cancelaciones de esfuerzos no exitosos en el 3T 2013), en parte compensado por un incremento en los gastos administrativos en el 3T 2013 en comparación con el 3T 2012.

## Coefficientes financieros

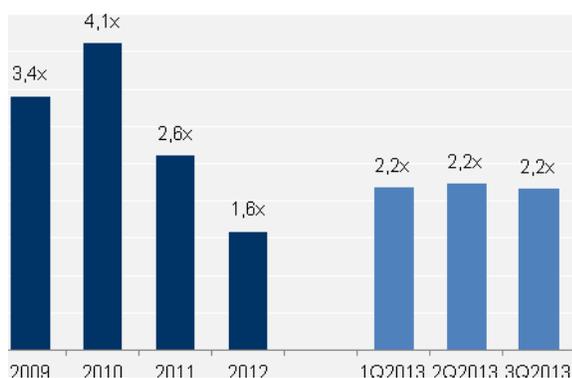
### Evolución de la deuda financiera



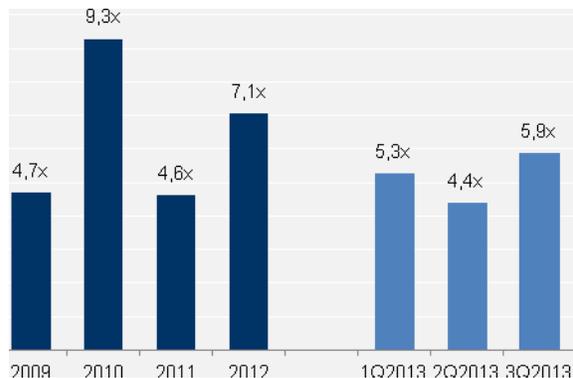
### Evolución de la situación de liquidez



### Deuda bruta / EBITDA ajustado<sup>(\*)3</sup>



### Cobertura de intereses<sup>(\*)</sup>



Los acuerdos financieros de GeoPark requieren que se cumpla con los siguientes criterios:

- Coeficiente de endeudamiento inferior a 2,75x para los años 2013 y 2014 y 2,5x para más adelante.
- Coeficiente de cobertura de intereses superior a 3,5x

(\*) Basado en los resultados financieros de los últimos 12 meses

<sup>3</sup> El EBITDA ajustado no es una medida IFRS (Normas Internacionales de Información Financiera) y es posible que pueda no ser comparable con indicadores con el mismo nombre informados por otras compañías. El EBITDA ajustado no debería considerarse como reemplazo para ganancia operativa de una mejor medida de liquidez que el flujo de efectivo operativo, ambos calculados según IFRS.

## RESUMEN ESTRATÉGICO

### **La alianza estratégica con Tecpetrol para identificar, estudiar y adquirir potencialmente oportunidades de petróleo y gas upstream en Brasil.**

El 30 de septiembre de 2013, GeoPark anunció la formación de una nueva alianza estratégica con Tecpetrol S.A. (en adelante, "Tecpetrol") para identificar y estudiar de manera conjunta y adquirir potencialmente oportunidades de petróleo y gas upstream en Brasil centrándose específicamente en las cuencas de Parnaíba, Sao Francisco, Reconcavo, Potiguar y Sergipe-Alagoas.

Tecpetrol es la empresa subsidiaria de petróleo y gas del Grupo Techint (un conglomerado multinacional dedicado a yacimientos petrolíferos y al acero) con mucha trayectoria como empresa de exploración y operación de petróleo y gas con una cartera de activos actualmente en Argentina, Perú, Colombia, Ecuador, México, Bolivia, Venezuela y Estados Unidos, y con una producción neta actual de más de 85.000 boepd.

### **Oferta pública inicial en progreso con SEC**

El 10 de septiembre, GeoPark anunció una iniciativa para considerar cotizar en la Bolsa de Valores de Nueva York [*NYSE en inglés*] a fin de crear un mercado público para nuestras acciones comunes en los Estados Unidos y facilitar un acceso futuro a mercados internacionales de valores, como también a fin de obtener capital adicional y flexibilidad financiera.

Hemos presentado una declaración de inscripción referente a las acciones comunes ante la Comisión de Valores y la Bolsa de Estados Unidos [*SEC en inglés*] pero aún no ha entrado en vigencia. Nuestras acciones comunes no pueden venderse ni tampoco pueden aceptarse en los Estados Unidos las ofertas para comprar con anterioridad a la entrada en vigencia de la declaración de inscripción.

Al momento de la publicación de este comunicado de prensa, la Compañía está evaluando el mejor momento para cotizar y para ofrecer las acciones comunes en la NYSE.

### **Estado de adquisiciones pendientes en Brasil**

- Acuerdos de concesión

El 14 de mayo de 2013, GeoPark anunció la expansión de nuestra huella en Brasil cuando la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) nos adjudicó siete nuevas licencias de exploración en las Concesiones REC-T 94 y REC-T 85 en la Cuenca Recôncavo en el estado de Bahía y las Concesiones POT-T 664, POT-T 665, POT-T 619, POT-T 620 y POT-T 663 en la Cuenca Potiguar en el estado de Rio Grande do Norte, cubriendo colectivamente una superficie de cerca de 54.900 acres brutos.

El 17 de septiembre de 2013, GeoPark firmó siete acuerdos de concesión con la ANP para obtener el derecho de explotar el petróleo y el gas natural en estas siete áreas de las nuevas licencias. De acuerdo con los requisitos de la ANP, la real explotación de estas nuevas concesiones también dependerá de la obtención de una licencia referente al medioambiente (*Instituto Brasileiro do Meio-Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis* – IBAMA). La ANP también ha calificado a GeoPark como un operador clase B, lo que significa que la Compañía es reconocida por haber

cumplido con las condiciones técnicas y gerenciales requeridas para operar de manera segura en Brasil, tanto en tierra como en alta mar en profundidades de menos de 400 metros.

- Adquisición de Rio das Contas

Durante el año 2013, GeoPark acordó adquirir Rio das Contas de manos de Panoro Enegry por un monto total en efectivo de US\$140,0 millones (sujeto a ajustes del capital de trabajo en el cierre y demás pagos adicionales, si los hubiera), lo que nos dará una participación en la operación del 10% en la Concesión BCAM-40, incluidos los yacimientos de aguas poco profundas en alta mar de Manatí y Camarão Norte, en la Cuenca Camamu-Almada en el estado de Bahía.

Al yacimiento Manatí, que se encuentra en la fase de producción, lo opera Petrobras (con una participación en la operación del 35%), la compañía nacional brasileña y la empresa operadora más grande de petróleo y gas en Brasil, en sociedad con Queiroz Galvão Exploração e Produção o QGEP (con una participación en la operación del 45%), y Brasoil (con una participación en la operación del 10%).

La adquisición está sujeta a la aprobación de la ANP, entre otras autoridades reguladoras, y que se espera para el 4T 2013 o 1T 2014.

## ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

Cifras en miles de US\$	Período de 9 meses finalizado el 30 de septiembre 2013 (sin auditar)	Período de 9 meses finalizado el 30 de septiembre 2012 <sup>(1)</sup> (sin auditar)	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2012
<b>INGRESOS NETOS</b>	250.530	182.139	250.478
<b>Costos de producción</b>	(129.834)	(88.656)	(129.235)
<b>GANANCIA BRUTA</b>	<b>120.696</b>	<b>93.483</b>	<b>121.243</b>
Costos de exploración	(16.012)	(21.742)	(27.890)
Gastos administrativos	(32.050)	(20.910)	(28.798)
Gastos de comercialización	(12.526)	(15.650)	(24.631)
Otros ingresos operativos	4.555	681	823
<b>GANANCIA OPERATIVA</b>	<b>64.663</b>	<b>35.862</b>	<b>40.747</b>
Ingresos financieros	1.562	364	892
Gastos financieros	(28.762)	(13.962)	(17.200)
Ganancia por compra en condiciones muy ventajosas en la adquisición de subsidiarias	-	8.401	8.401
<b>GANANCIA ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>37.463</b>	<b>30.665</b>	<b>32.840</b>
Impuesto a las ganancias	(12.260)	(6.266)	(14.394)
<b>GANANCIA PARA EL PERÍODO/EJERCICIO</b>	<b>25.203</b>	<b>24.399</b>	<b>18.446</b>
<b>Atribuible a:</b>			
Propietarios de la controlante	15.767	17.833	11.879
Participación no controlante	9.436	6.566	6.567
<b>Ganancias por acción (en US\$) atribuibles a los propietarios de la Compañía. Básica</b>	<b>0,36</b>	<b>0,42</b>	<b>0,28</b>
<b>Ganancias por acción (en US\$) atribuibles a los propietarios de la Compañía. Diluida</b>	<b>0,34</b>	<b>0,40</b>	<b>0,27</b>

## ESTADO PATRIMONIAL CONSOLIDADO

Cifras en miles de US\$	Al 30 de septiembre 2013 (sin auditar)	Al 30 de septiembre 2012 <sup>(1)</sup> (sin auditar)	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2012
<b>ACTIVOS</b>			
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			
<b>Bienes de uso</b>	571.394	429.639	457.837
Impuestos pagados por adelantado	17.560	3.208	10.707
Otros activos financieros	3.952	6.813	7.791
Impuesto diferido	21.405	19.451	13.591
Pagos anticipados y otras cuentas por cobrar	1.968	556	510
<b>TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>616.279</b>	<b>459.667</b>	<b>490.436</b>
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>			
Inventarios	5.825	10.641	3.955
Créditos comerciales	49.729	21.924	32.271
Pagos anticipados y otras cuentas por cobrar	42.355	43.120	49.620
Impuestos pagados por adelantado	1.778	11.036	3.443
Caja y equivalentes de caja	104.797	75.539	48.292
<b>TOTAL DE ACTIVOS CORRIENTES</b>	<b>204.484</b>	<b>162.260</b>	<b>137.581</b>
<b>TOTAL DE ACTIVOS</b>	<b>820.763</b>	<b>621.927</b>	<b>628.017</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la Compañía.</b>			
Capital accionario	43	43	43
Prima de emisión	120.338	112.302	116.817
Reservas	127.848	129.596	128.421
Ganancias acumuladas (pérdidas)	15.593	2.948	(5.860)
<b>Atribuible a los propietarios de la Compañía.</b>	<b>263.822</b>	<b>244.889</b>	<b>239.421</b>
<b>Participación no controlante</b>	<b>88.540</b>	<b>55.463</b>	<b>72.665</b>
<b>TOTAL DEL PATRIMONIO</b>	<b>352.362</b>	<b>300.352</b>	<b>312.086</b>
<b>PASIVO</b>			
<b>PASIVO NO CORRIENTE</b>			
Préstamos	290.490	164.891	165.046
Provisiones para otras obligaciones a largo plazo	26.619	27.697	25.991
Impuesto diferido	23.834	24,218	17.502
Acreedores y otras cuentas a pagar	8.344	-	-
<b>TOTAL DEL PASIVO NO CORRIENTE</b>	<b>349.287</b>	<b>216.806</b>	<b>208.539</b>
<b>PASIVO CORRIENTE</b>			
Préstamos	5.735	30.873	27.986
Impuesto a las ganancias corriente	13.196	3.054	7.315
Acreedores y otras cuentas a pagar	100.183	70.842	72.091
<b>TOTAL DEL PASIVO CORRIENTE</b>	<b>119.114</b>	<b>104.769</b>	<b>107.392</b>
<b>TOTAL DEL PASIVO</b>	<b>468.401</b>	<b>321.575</b>	<b>315.931</b>
<b>TOTAL DEL PATRIMONIO Y DEL PASIVO</b>	<b>820.763</b>	<b>621.927</b>	<b>628.017</b>

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

## ESTADO DE FLUJO DE CAJA CONSOLIDADO

Cifras en miles de US\$	Período de 9 meses finalizado el 30 de septiembre 2013 (sin auditar)	Período de 9 meses finalizado el 30 de septiembre 2012 <sup>(1)</sup> (sin auditar)	Ejercicio finalizado el 31 de diciembre 2012
<b>Flujo de caja de actividades operativas</b>			
Ganancias del período/ejercicio	25.203	24.399	18.446
<b>Ajustes por:</b>			
Impuesto a las ganancias del período/ejercicio	12.260	6.266	14.394
Depreciación del período/ejercicio	49.546	36.228	53.317
Pérdida derivada de la cesión de bienes de uso	568	455	546
Cancelaciones de exploración no exitosa y activos de evaluación	11.955	20.298	25.552
Amortización de otras obligaciones a largo plazo	(1.359)	(1.993)	(2.143)
Devengamiento de intereses deudores	17.913	11.471	12.478
Liquidación de obligaciones a largo plazo	1.049	630	1.262
Devengamiento de pagos basados en acciones	5.946	3.664	5.396
Ingresos diferidos	-	5.550	5.550
Pago de impuesto a las ganancias	(4.040)	(408)	(408)
Diferencia de cambio generada por préstamos	(14)	39	35
Ganancia por compra en condiciones muy ventajosas en la adquisición de subsidiarias	-	(8.401)	(8.401)
Cambios en activos y pasivos operativos	(20.699)	8.542	5.778
<b>Flujo de caja de actividades operativas - netos</b>	<b>98.328</b>	<b>106.740</b>	<b>131.802</b>
<b>Flujo de caja de actividades de inversión</b>			
Compra de bienes de uso	(187.237)	(147.200)	(198.204)
Adquisición de subsidiarias, neto del efectivo incorporado	-	(105.303)	(105.303)
Cobros relacionados con activos financieros	3.839	-	-
Cobros relacionados con arrendamientos financieros	6.734	-	-
<b>Flujos de caja usados en actividades de inversión - netos</b>	<b>(176.664)</b>	<b>(252.503)</b>	<b>(303.507)</b>
<b>Flujo de caja de actividades de financiación</b>			
Ingresos por préstamos	292.259	38.883	37.200
Ingresos por transacciones con participación no controlante	37.577	10.019	12.452
Ingresos por préstamos de partes vinculadas	8.344	-	-
Ingresos por emisión de acciones	3.521	-	-
Pago de capital	(179.359)	(16.297)	(12.382)
Pago de intereses	(17.511)	(5.552)	(10.895)
<b>Flujos de caja de actividades de financiación - neto</b>	<b>144.831</b>	<b>27.053</b>	<b>26.375</b>
<b>(Disminución) aumento neto de caja y equivalentes de caja</b>	<b>66.495</b>	<b>(118.710)</b>	<b>(145.330)</b>
Caja y equivalentes de caja al 1º de enero	38.292	183.622	183.622
<b>Caja y equivalentes de caja al cierre del período/ejercicio</b>	<b>104.787</b>	<b>64.912</b>	<b>38.292</b>
<b>El saldo de caja y equivalentes de caja al cierre del ejercicio se compone de la siguiente manera:</b>			
Efectivo en bancos	104.774	75.515	48,268
Efectivo disponible	23	24	24
<b>Descubiertos bancarios</b>	<b>(10)</b>	<b>(10.627)</b>	<b>(10,000)</b>
<b>Caja y equivalentes de caja</b>	<b>104.787</b>	<b>64.912</b>	<b>38,292</b>

## Anexo: Activos corrientes

Según el Informe de Reservas de fin de año de DeGolyer y MacNaughton (o D&M, ingenieros de independientes de reservas D&M), al 31 de diciembre de 2012, los bloques en Chile, Colombia y Argentina en los que GeoPark tiene participación en la operación tuvieron 16,8 mmoeb de reservas netas probadas con el 61% o 10,2 mmoeb y 39% o 6,6 mmoeb de tales reservas ubicadas en Chile y Colombia, respectivamente.

De acuerdo con el Informe de Reservas de D&M de Brasil y Colombia, al 30 de junio de 2013 las reservas netas probadas para ciertos nuevos descubrimientos realizados en Colombia desde el 31 de diciembre de 2012 resultaron en un adicional de 2,4 mmoeb de reservas netas probadas y este tipo de reservas atribuibles a la adquisición pendiente de Rio das Contas en Brasil fueron de 8,1 mmoeb.

La siguiente tabla resume cierta información sobre los bloques chilenos, colombianos, brasileños y argentinos al 30 de septiembre de 2013, excepto que se indique lo contrario.

País	Bloque	Operador	Participación <sup>(1)(2)</sup>	Cuenca	Superficie bruta (miles de acres) <sup>(3)</sup>	2P reservas netas (mmoeb) <sup>(4)</sup>	Producción neta (boepd) <sup>(6)</sup>	% petróleo	Vencimiento de la concesión
Argentina	Del Mosquito	GeoPark	100%	Austral	17,3	-	60	77%	2016
Argentina	C. D. Juana	GeoPark	100%	Neuquén	19,6	-	-	-	2017
Argentina	L. Cortaderal	GeoPark	100%	Neuquén	28,3	-	-	-	2017
					65,2				
Chile	Fell	GeoPark	100%	Magallanes	367,8	45,5	7.013	67%	2032
Chile	Tranquilo	GeoPark	29%	Magallanes	92,4	-	-	-	2013/2043
Chile	Otway	GeoPark	25%	Magallanes	49,4(8)	-	-	-	2017/2044
Chile	Isla Norte	GeoPark	60%(7)	Magallanes	130,2	-	-	-	2019/2044
Chile	Campanario	GeoPark	50%(7)	Magallanes	192,2	-	-	-	2020/2045
Chile	Flamenco	GeoPark	50%(7)	Magallanes	973,3	-	-	-	2019/2044
					973,3	45,5	7.013	67%	
Colombia	La Cuerva	GeoPark	100%	Llanos	47,8	3,8	2.026	100%	2014/2038
Colombia	Llanos 34	GeoPark	45%	Llanos	82,2	6,5(5)	3.002	100%	2015/2039
Colombia	Llanos 62	GeoPark	100%	Llanos	44,0	-	-	-	2017/2041
Colombia	Yamú	GeoPark	54.5/75 36.80%(9, 10)	Llanos	11,2	0,8(5)	573	100%	2013/2036
Colombia	Llanos 17	Ramshorn	10%	Llanos	108,8	-	-	-	2015/2039
Colombia	Llanos 32	P1 Energy	10%	Llanos	100,3	0,3	202	100%	2015/2039
Colombia	Jagueyes	Columbus	5%	Llanos	61,0	-	-	-	2014/2038
Colombia	Arrendajo	Pacific	0%(12)	Llanos	78,1	-	169	100%	2041
Colombia	Abanico	Pacific	0%(12)	Magdalena	32,1	-	94	100%	2022
Colombia	Cerrito	Pacific	0%(12)	Catatumbo	10,2	-	9	-	2028
					575,7	11,4	6.075	100%	
Brasil <sup>(4)</sup>	BCAM-40	Petrobras	10%	Cam./Almada	22,8	10,7	3.721	0%	
Brasil <sup>(5)</sup>	REC-T94	GeoPark	100%	Reconcavo					
Brasil <sup>(5)</sup>	REC-T85	GeoPark	100%	Reconcavo					
Brasil <sup>(5)</sup>	POT-T 664	GeoPark	100%	Potiguar					
Brasil <sup>(5)</sup>	POT-T 665	GeoPark	100%	Potiguar					
Brasil <sup>(5)</sup>	POT-T 619	GeoPark	100%	Potiguar					
Brasil <sup>(5)</sup>	POT-T 620	GeoPark	100%	Potiguar					
Brasil <sup>(5)</sup>	POT-T 663	GeoPark	100%	Potiguar					
					22,8	10,7	3.721	0%	

(1) La participación en la operación corresponde a las participaciones en la operación que tuvieron nuestras empresas subsidiarias respectivas en tal bloque, neto de cualquier participación en la operación o participación económica que pudieran tener terceros en tal bloque.

(2) Al momento de la publicación del presente comunicado, LGI cuenta con un 20% de participación en nuestras operaciones chilenas por medio de GeoPark Chile y un 20% de participación en nuestras operaciones colombianas por medio de GeoPark Colombia.

(3) Superficie bruta se refiere al total de acres de cada bloque.

- (4) Las reservas para Chile, Colombia y Argentina han sido certificadas por DeGolyer & MacNaughton al 31 de diciembre de 2012.
- (5) De acuerdo con el Informe de Reservas de D&M de Brasil y Colombia, al 30 de junio de 2013 nuestras reservas netas probadas para ciertos nuevos descubrimientos realizados en Colombia desde el 31 de diciembre de 2012 resultaron en un adicional de 2,4 mmoeb, compuesto por 2,2 mmoeb en el Bloque Llanos 34 y 0,2 mmoeb en el Bloque Yamú para nuestras reservas netas probadas.
- (6) Refleja la producción neta promedio para los primeros nueve meses del año 2013. La producción neta se refiere a la producción para cada bloque, neto de cualquier participación en la operación o participación económica que pudieran tener terceros en ese bloque pero bruto de cualquier regalía pagadera a terceros.
- (7) LGI cuenta con un 14% de participación directa en nuestras operaciones en Tierra del Fuego mediante GeoPark TdF y un 20% de participación directa en GeoPark Chile para un total de 31,2% de participación efectiva en nuestras operaciones en Tierra del Fuego.
- (8) En abril de 2013, la Compañía cedió de manera voluntaria al gobierno chileno todos sus acres en el Bloque Otway, excepto 49.421 acres. En mayo de 2013, los socios de la Compañía asociados conforme al acuerdo de operación conjunta que rige para el Bloque Otway decidieron desvincularse de tal acuerdo y el 5 de agosto de 2013 solicitaron un permiso de cesión de derechos. El 26 de agosto de 2013, el Ministerio de Energía otorgó este permiso de modo que, al momento de firmar la escritura de cesión de derechos que contenga los términos aprobados, GeoPark será el único participante y tendrá el 100% de la participación en la operación en las dos áreas restantes bajo el CEOP del Bloque Otway.
- (9) Aunque la Compañía es el único titular de la participación en la operación en el Bloque Yamú, se han otorgado intereses económicos en yacimientos en este bloque a terceros. Considerando esos intereses de terceros, GeoPark cuenta con una participación del 54,5% en el Yacimiento Carupana y del 75% en el Yacimiento Yamú, ambos ubicados en el Bloque Yamú.
- (10) Actualmente, la Compañía tiene una participación en la operación del 40% en el Bloque Llanos 17 aunque ha cedido un 3,2% de participación económica a un tercero. La Compañía espera formalizar este acuerdo con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) para que sea reconocido como participación en la operación.
- (11) Actualmente, la Compañía posee una participación económica del 10% en el Bloque Llanos 32 aunque espera poder presentar ante la ANH lo necesario para que esto se reconozca como participación en operación en el bloque.
- (12) La Compañía no cuenta con participación en la operación en esos bloques, aunque tiene una participación económica del 10% en los ingresos netos de cada uno de estos bloques según diferentes acuerdos de participación societaria.

## GLOSARIO

<b>EBITDA ajustado</b>	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
<b>ANP</b>	Agencia Nacional Brasileña de Petróleo
<b>boe</b>	Barriles de petróleo equivalente
<b>boepd</b>	Barriles de petróleo equivalente por día
<b>bopd</b>	Barriles de petróleo por día
<b>CEOP</b>	Contrato Especial de Operación Petrolera
<b>mbbl</b>	Miles de barriles de petróleo
<b>mmboe</b>	Millones de barriles de petróleo equivalente
<b>mcfpd</b>	Miles de pies cúbicos por día
<b>mmcfpd</b>	Millones de pies cúbicos por día
<b>Mm<sup>3</sup>/día</b>	Miles de metros cúbicos por día
<b>EPS</b>	Ganancias por acción
<b>WI</b>	Participación en la operación

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.

# # #

### **AVISO**

Si desea conocer información adicional sobre GeoPark, visite la sección "Investor Support (Apoyo al Inversor)" en el sitio Web [www.geo-park.com/ir](http://www.geo-park.com/ir)

Cifras y porcentajes de redondeo: Ciertas cifras y porcentajes incluidos en el presente comunicado de prensa se han redondeado para facilitar la presentación. Las cifras en porcentajes incluidas en este comunicado no se han calculado en todos los casos sobre la base de esas cifras redondeadas sino sobre la base de esas cifras antes de ser redondeadas. Por esta razón, ciertos porcentajes aquí expresados pueden variar con respecto a aquellos obtenidos al hacer los mismos cálculos utilizando cifras de los estados contables. Además, algunos otros montos indicados en el presente pueden no dar la suma debido al redondeo.

### **ADVERTENCIAS ACERCA DE INFORMACIÓN SOBRE PROYECCIONES**

El presente comunicado de prensa contiene declaraciones que se consideran "de proyecciones futuras". Muchas de estas declaraciones se pueden identificar por el uso de términos "a futuro" tales como "anticipar", "creer", "podría", "esperar", "debería", "planificar", "pretender", "será", "calcular" y "potencial", entre otros.

Estas declaraciones aparecen varias veces en este comunicado e incluyen, pero no se limitan a, declaraciones respecto de la intención, la creencia o las expectativas actuales. Este tipo de declaraciones se basan en creencias y suposiciones gerenciales y en información actualmente disponible para la gerencia. Se encuentran sujetas a riesgos e incertidumbres y los verdaderos resultados pueden diferir materialmente de aquellos expresados o implícitos en las declaraciones "de proyecciones futuras" debido a diferentes factores.

Este tipo de declaraciones solo se consideran para la fecha en que se realizan y la Compañía no se compromete a actualizarlas en vista de nueva información o desarrollos futuros o a emitir públicamente ninguna revisión a estas declaraciones a fin de reflejar eventos o circunstancias posteriores a reflejar la ocurrencia de eventos no anticipados.