



Santiago, 26 de mayo de 2014

Geopark Limited

Inscrito en el Registro de Valores Extranjeros bajo N° 045

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

REF.: Adjunta información relevante que se publicó el día 22 de mayo de 2014 en el U.S. Securities and Exchange Commission (SEC).

Señor Superintendente:

En virtud de lo establecido en la Norma de Carácter General N°352, por medio de la presente adjunto información considerada como relevante para la empresa, que ha sido entregada el día 22 de mayo del presente año, en el U.S. Securities and Exchange Commission ("SEC"), en donde mediante un comunicado de prensa se informa los resultados del primer trimestre terminado el 31 de marzo de 2014.

La información adjunta consiste en comunicado de prensa de doce páginas en idioma inglés y de la respectiva traducción del mismo al idioma español, la que está contenida en trece páginas. Con respecto a la traducción del comunicado al idioma español, 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 U.S. Securities and Exchange Commission.

Sin otro particular, saluda atentamente a Usted,



Pedro Aylwin Chiorrini
pp. GEOPARK LIMITED



FOR IMMEDIATE DISTRIBUTION

GEO PARK REPORTS RESULTS FOR THE FIRST QUARTER ENDED MARCH 31, 2014

May 22, 2014 - GeoPark Limited (GeoPark) (NYSE: GPRK), the Latin American oil and gas explorer, operator and consolidator with operations and producing properties in Chile, Colombia, Brazil and Argentina, today reported results for 1Q2014.

All figures are expressed in US dollars. All growth comparisons refer to the same period of the prior year, except when specified. Proforma figures in this release refer to the incorporation in both periods of the acquired interest in the Manati Field (Brazil), which was closed on March 31, 2014.

FIRST QUARTER 2014 HIGHLIGHTS

Operations:

- Oil and gas production up 25% to 16,743 boepd compared to 1Q2013. Proforma, average production reached 20,410 boepd
- 15 new wells drilled during 1Q2014, seven exploration wells and eight development and appraisal wells
- New oil field discovery (Aruco 1 on the Llanos 34 Block) in Colombia
- Two new oil field discoveries in Chile (Loij 1 in the Fell Block and Tenca 1 in the Flamenco Block). Four exploratory wells drilled in 1Q2014 will be completed and tested in 2Q2014
- Start-up of commercial production in the Tierra del Fuego blocks in Chile, with a gross average of 374 boepd in 1Q2014, and a gross average of 1,084 boepd in March 2014 (542 boepd net to GeoPark)
- Signed service contracts to acquire 3D seismic in the blocks awarded in Round 11 in Brazil

Finance:

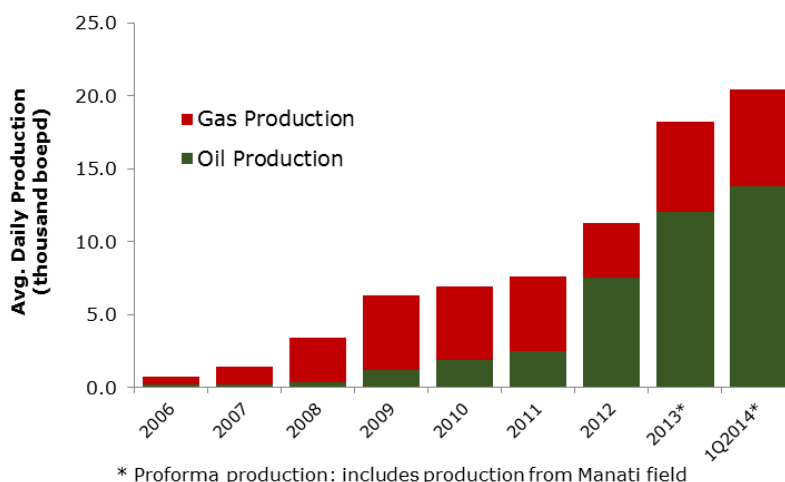
- Profit for the period up 9% to \$10.3 million
- Net Revenues down 6% to \$84.7 million and Adjusted EBITDA down 3% to \$48.4 million, both impacted by oil delivery delays (please see note below)
- Cash position of \$131.9 million at the close of 1Q2014

Strategic / New Business:

- Transitioned from the London AIM Market (AIM) to the New York Stock Exchange (NYSE) in February 2014, raising approximately \$100 million of gross proceeds in the Initial Public Offering (IPO)
- Completed acquisition of 10% interest in the Manati gas field in Brazil, funded with existing cash and new debt amounting to \$70 million
- Signed the license agreement with the ANP (Agência Nacional do Petróleo, Brazil's National Agency of Petroleum) for the Sergipe Alagoas Block in Brazil awarded during Round 12

Note: The significant increase in GeoPark's Colombian oil production of 88% in 1Q2014 was not entirely reflected in net revenues or Adjusted EBITDA for the period, mainly due to some delays in oil deliveries and increased oil inventory. During the first quarter of 2014, Ecopetrol allocated larger volumes of its own oil production to exports because of an oil refinery shut down, temporarily affecting the volumes received from GeoPark and other Colombian oil producers at the port of Coveñas. This situation has normalized in May 2014, and is not expected to generate any impact on the Company's 2014 results.

James F. Park, GeoPark Chief Executive Officer, said, "In February 2014, GeoPark made an important transition from the London AIM to the NYSE, where we look forward to reaching a wider audience of investors to share our story of performance, growth and opportunity. We also successfully raised additional funds from the IPO to support our new business expansion. Our on-the-ground operations and drilling activity in Colombia and Chile during the first quarter, as part of our active full year \$220 million to \$250 million work program, has already seen improved results and growth, with proforma production for the quarter in excess of 20,000 boepd. With these advances we continue to build on GeoPark's longstanding track record of production, reserves, and cash flow growth."



FIRST QUARTER 2014

The table below sets forth GeoPark's production figures for 1Q2014 compared with 1Q2013. In addition, it includes proforma information for Brazil.

	First Quarter 2014			First Quarter 2013	
	Total (boepd)	Oil (bopd)	Gas (mcfpd)	Total (boepd)	% Chg.
Chile	7,407	4,475	17,588	8,436	-12%
Colombia	9,265	9,232	196	4,938	88%
Argentina	71	57	84	52	38%
Total	16,743	13,765	17,868	13,426	25%
Plus:					
Brazil	3,667	57	21,661	4,140	-11%
Total Proforma	20,410	13,821	39,529	17,566	16%

The table below sets forth some key indicators of performance for 1Q2014 compared with 1Q2013. These figures do not include proforma information for the interest in the Manati field in Brazil, which GeoPark will begin consolidating in its financial statements starting in 2Q2014. The Company agreed to the acquisition and started accumulating related cash as of May 2013, and received upon closing in March 2014.

Key Indicators	1Q 2014	1Q 2013	% Chg.
Oil production (bopd)	13,765	10,481	31%
Gas production (mcfpd)	17,868	17,671	1%
Average net production (boepd)	16,743	13,426	25%
Average realized sales price			
- Oil (\$ per bbl)	85.6	90.2	-5%
- Gas (\$ per mcf)	6.5	4.4	48%
Net Revenues (\$ million)	84.7	89.8	-6%
Adjusted EBITDA (\$ million)	48.4	49.7	-3%
Profit for the period (\$ million)	10.3	9.4	9%

CONSOLIDATED OPERATING PERFORMANCE

Production: Consolidated production increased by 25% in 1Q2014 to 16,743 boepd. This growth was led by a 31% increase in consolidated oil production, primarily from higher oil production in the Colombian operations. On a proforma basis, average production grew 16% in 1Q2014. In addition, gas production increased by 1% to reach 17,868 mcfpd in 1Q2014.

Net Revenues: Consolidated net revenues decreased by 6% to \$84.7 million in 1Q2014 compared to \$89.8 million in 1Q2013, mainly impacted by the delays in oil deliveries in Colombia and which have normalized in May 2014.

Consolidated Oil Revenues: Consolidated oil revenues represented 89% of total net revenues in 1Q2014 compared to 93% in 1Q2013, down 10% to \$75.2 million in 1Q2014, mostly as a result of delayed deliveries in Colombia and a decrease in oil production in Chile. This was also impacted by a lower realized oil price in Colombia, which resulted in a 5% decrease in the consolidated average realized oil price to \$85.6 per barrel.

Consolidated Gas Revenues: Consolidated gas revenues increased by 57% to \$9.5 million in 1Q2014 mainly due to higher average realized sales prices of 48%, reaching \$6.5 per mcf in 1Q2014 compared to \$4.4 per mcf in 1Q2013.

Gas revenues represented 11% of total net revenues in 1Q2014 compared to 7% in 1Q2013.

Costs: Consolidated production costs decreased by 2% to \$37.7 million in 1Q2014, as a result of lower production costs in the Colombian operations, and partially offset by increased production costs in the Chilean operations.

Consolidated exploration costs decreased to \$6.8 million in 1Q2014 from \$7.3 million in 1Q2013, primarily as a result of lower write-offs in Chile, where one well was written-off in 1Q2014 compared to two wells in 1Q2013, and in Colombia where no exploratory wells were written-off in 1Q2014 compared to one well in 1Q2013.

Consolidated administrative costs increased by 16% to \$11.1 million in 1Q2014, mostly due to increased staff costs at the corporate level related to transition to the New York Stock Exchange, higher costs related to the start-up of the Brazilian operations, and new business expenses.

Consolidated selling expenses decreased by 20% to \$6.3 million in 1Q2014, driven by reductions in Colombia.

Adjusted EBITDA: Consolidated Adjusted EBITDA decreased by 3% to \$48.4 million in 1Q2014 compared to \$49.7 million in 1Q2013. The decline was mainly driven by a decrease in the Adjusted EBITDA from the Colombian operations (from the delayed oil deliveries), and was partially offset by higher Adjusted EBITDA of the Chilean operations.

ANALYSIS BY BUSINESS SEGMENT

Operations in Chile

In Chile, GeoPark is the first and the largest non-state controlled oil and gas producer. Operations began in 2006 in the Fell Block and have evolved from having a non-operated, non-producing interest to a fully-operated and producing asset with 45.1 mmboe of 2P PRMS reserves certified by DeGolyer and McNaughton ("D&M") as of December 31, 2013. Average production in Fell Block amounted to 7,033 boepd during 1Q2014, representing 95% of GeoPark's Chilean production. In addition, the Company operates five other hydrocarbon blocks in Chile with significant prospective resources.

Key Indicators	1Q2014	1Q2013	% Chg.
Oil production (bopd)	4,475	5,507	-19%
Gas production (mcfpd)	17,588	17,573	0%
Average net production (boepd)	7,407	8,436	-12%
Net Revenues (\$ million)	47.2	45.5	4%
Adjusted EBITDA (\$ million)	30.7	29.2	5%
Adjusted EBITDA per boe (\$)	48.5	38.4	26%

Production: Production in Chile decreased by 12% to 7,407 boepd in 1Q2014 compared to 8,436 boepd in 1Q2013. GeoPark's production in 1Q2014 represented a 10% increase compared to 4Q2013, mainly due to new wells drilled, as well as some work-overs and the installation of electrical submersible pumps in certain existing Tobifera wells. GeoPark expects to replicate this artificial lift system (first time used in the basin) in 7-10 new wells on the Fell Block during 2014 to enhance production levels.

Net Revenues: Net revenues in Chile increased by 4% to \$47.2 million for 1Q2014, representing 56% of consolidated net revenues, compared to \$45.5 million or 51% of consolidated net revenues in 1Q2013.

Oil revenues decreased by 4% to \$37.7 million in 1Q2014, due to lower production, which was partially offset by a higher average realized oil price per barrel.

The average realized oil price increased by 9% to \$90.7 per barrel in 1Q2014, primarily driven by an increase of approximately 4% in the average reference price and lower quality discounts, resulting from renegotiated commercial terms with ENAP, the crude buyer.

Oil revenues represented 80% of total net revenues in Chile in 1Q2014 compared to 87% in 1Q2013.

Gas revenues increased by 57% to \$9.5 million in 1Q2014, mainly due to an increase of 48% in the average realized gas price resulting from higher world methanol prices and an improved agreement with the Company's gas purchaser, Methanex. Gas revenues represented 20% of total net revenues in Chile in 1Q2014 compared to 13% in 1Q2013.

Costs: Production costs in Chile in 1Q2014 increased by 8% to \$19.5 million, resulting in a 29% increase in production cost per boe to \$30.8. This was mostly due to higher depreciation charges per boe, the impact on fixed costs from lower production, and, to a lesser extent, higher costs resulting from the operation of electrical submersible pumps and chemical treatments to improve oil quality.

Exploration expenses in Chile remained relatively stable and amounted to \$5.5 million in 1Q2014 compared to \$5.3 million in 1Q2013. Exploration expenses in 1Q2014 included the write-off of one well in the Fell Block drilled in 4Q2013 compared to the write-off of two wells in 1Q2013, one in Fell Block and one in Tranquilo Block.

Administrative costs in Chile in 1Q2014 decreased to \$4.0 million from \$4.6 million in 1Q2013. Selling expenses in Chile decreased from \$1.2 million in 1Q2013 to \$0.7 million in 1Q2014.

Operating costs increased by 2% to \$7.8 million in 1Q2014 from \$7.9 million in 1Q2013.

Adjusted EBITDA: Adjusted EBITDA in Chile increased by 5% to \$30.7 million in 1Q2014, compared to \$29.2 million in 1Q2013, mainly driven by revenue growth and lower administrative and selling expenses, which were partially offset by higher operating costs.

Adjusted EBITDA per boe increased by 26% to \$48.5 per boe in 1Q2014 compared to \$38.4 per boe in 1Q2013, as a result of higher average realized sales prices, which were partially offset by higher operating costs per boe.

Operational Performance:

During the first quarter of 2014, the Company advanced its exploration and development work program with the drilling of the Konawentru Oeste 1, Loij 1 and Konawentru 12 wells in the Fell Block (GeoPark operated with a 100% WI), and the drilling of the Tenca 1 well in the Flamenco Block (GeoPark operated with a 50% WI). Furthermore, an additional 350 sqkm of new 3D seismic were acquired on the Isla Norte Block (GeoPark operated with a 60% WI) to complete a total of 1,541 sqkm on the Tierra del Fuego blocks and fully completing the 3D seismic commitment.

Further details are provided in the recent Operations Update release of May 13, 2014.

Operations in Colombia

In Colombia, following the acquisitions of three companies (Winchester, Luna and Cuerva) in early 2012, GeoPark has working interests in 10 hydrocarbon blocks with 2P PRMS reserves of 16.5 mmboe, certified by D&M as of December 31, 2013. Average production for 1Q2014 reached 9,265 boepd.

Key Indicators	1Q2014	1Q2013	% Chg.
Oil production (bopd)	9,232	4,932	88%
Gas production (mcfpd)	196	34	476%
Average net production (boepd)	9,265	4,938	88%
Net Revenues (\$ million)	37.2	43.8	-15%
Adjusted EBITDA (\$ million)	20.7	22.0	-6%
Adjusted EBITDA per boe (\$)	41.2	49.6	-17%

Production: Colombian oil production increased by 88% to 9,232 bopd in 1Q2014, resulting from successful exploration and development efforts, most notably the new discoveries in the Tigana 1 and Tigana Sur 1 wells in 4Q2013 and the development and appraisal of the Max, Tua and Tarotaro fields in the Llanos 34 Block.

Net Revenues: The Colombian operations represented 44% of the total consolidated net revenues compared to 49% of the total consolidated net revenues in 1Q2013. The significant increase in GeoPark's Colombian oil production of 88% in 1Q2014 was not entirely reflected in net revenues, due to the delay in deliveries. Net revenues, which decreased by 15% to \$37.2 million in 1Q2014, were also negatively impacted by a decrease in the average realized price per barrel of crude oil and an increase in earn-out expenses.

The average realized price decreased by 20% to \$82 per barrel in 1Q2014. During 2013, the Company started selling part of its oil production at the well-head with higher commercial discounts (and thus lower net prices), as opposed to transporting it to different delivery points. This led to lower selling expenses that partially offset the lower selling prices and had no impact in the overall Adjusted EBITDA.

Earn-out expenses increased to \$3.7 million in 1Q2014 compared to \$1.4 million in 1Q2013 due to higher production, mainly in the Llanos 34 Block, as provided for in the Winchester stock purchase agreement.

Costs: Production costs in Colombia decreased by 13% to \$18.0 million in 1Q2014, primarily due to improved fixed cost absorption that led to a decrease in the production cost per barrel of 23% to \$35.9 per barrel.

Exploration expenses in Colombia amounted to \$0.4 million in 1Q2014 compared to \$1.4 million in 1Q2013, mainly due to the write-off of one well in 1Q2013. There were no write-offs in 1Q2014.

Administrative costs in Colombia in 1Q2014 increased to \$2.6 million compared to \$2.4 million in 1Q2013.

Selling expenses in Colombia in 1Q2014 decreased by 16% to \$5.5 million compared to \$6.6 million in 1Q2013, as explained above.

Operating costs for the quarter decreased by 22% to \$8.3 million compared to \$10.8 million in 1Q2013.

Adjusted EBITDA: Adjusted EBITDA in Colombia decreased by 6% to \$20.7 million in 1Q2014 compared to \$22.0 million in 1Q2013, mainly as a result of the delayed oil deliveries.

Adjusted EBITDA per boe decreased by 17% to \$41.2 per boe in 1Q2014, mainly due to lower average price and higher earn-out payments, which were partially offset by lower production costs per boe from increased efficiency.

Operational Performance:

During the 1Q2014, in the Llanos 34 Block, the Aruco 1 well was successfully drilled and tested and put in production, while the Tigana Norte 1 well was drilled and will be tested in 2Q2014 (GeoPark operated with a 45% WI). GeoPark continues to advance and is on track with its 2014 work program.

Further details are provided in the recent Operations Update release of May 13, 2014.

Operations in Brazil

During 1Q2014, GeoPark signed service contracts to acquire 3D seismic in the Blocks awarded in Round 11 in the Reconcavo and Potiguar basins. Seismic registration of those blocks is expected to start in 3Q2014.

On March 28, 2014, GeoPark announced the approval by the ANP in relation to the acquisition of a 10% interest in the Manati Field in Brazil. The agreed purchase price was \$140 million, which was adjusted by the net cash proceeds from all production, attributable to Rio das Contas since May 1, 2013, to \$115.2 million net of cash acquired. The transaction closed on March 31, 2014 and GeoPark will begin consolidating results in its financial statements as of 2Q2014.

Operations in Argentina

Operations in Argentina represented less than 1% of consolidated net revenues and Adjusted EBITDA in 1Q2014 and 1Q2013.

In March 2014, GeoPark informed the Mendoza Province Secretary of Infrastructure and Energy of its decision to relinquish 100% of the Cerro Doña Juana and Loma Cortaderal Blocks to the Mendoza Province, which cover an area of 47.9 thousand acres. Neither the Cerro Doña Juana nor the Loma Cortaderal Blocks are currently in production or have any associated reserves.

CONSOLIDATED NON-OPERATING RESULTS AND PROFIT FOR THE PERIOD

Net Financial Expenses: Net financial expenses decreased to \$7.6 million in 1Q2014 from \$12.6 million in 1Q2013, due to one-time expenses incurred as part of the prepayment of the 2015 Reg S Bond in February 2013, which were partially offset by higher interest expenses due to higher average indebtedness as a result of the 2020 Bond amounting to \$300 million issued in 1Q2013, and which allowed the Company to reduce its average cost of funding and extend maturities.

Income Tax: Income tax amounted to \$5.5 million in 1Q2014 compared to \$4.4 million in 1Q2013, in line with the increase in profits before income taxes in 1Q2014.

Profit: Profit for the period increased 9% and amounted to \$10.3 million in 1Q2014 compared to \$9.4 million in 1Q2013, mainly due to lower net financial expenses, which were partially compensated by the decrease in operating results.

BALANCE SHEET

Cash and cash equivalents as of March 31, 2014, totaled \$131.9 million, while at year-end 2013 cash and cash equivalents amounted to \$121.1 million. The increase is primarily due to cash generation from operations during the period of \$37.5 million, along with \$132.6 million of funds generated from financing activities, and are explained by (i) \$70 million credit facility to acquire an interest in the Manati gas field and (ii) \$90.9 million net proceeds resulting from the NYSE IPO, which were partially offset by \$28 million related to debt and interest payments. In addition, \$159.3 million of net cash was used for the Company's investment activities, including the Company's capital expenditures program as well as the acquisition of an interest in the Manati gas field.

Total assets as of March 31, 2014, amounted to \$1,046.0 million. Additionally, total investments for the period included (i) \$45.8 million invested in Chile, where the Company drilled nine wells and acquired 350 sqkm of 3D seismic surveys and (ii) \$28.9 million invested in Colombia that included the drilling of six wells. In addition, investing activities in 1Q2014 included \$115.2 million related to the acquisition of an interest in the Manati gas field (net of cash acquired) that was completed on March 31, 2014.

At the end of 1Q2014, GeoPark's total financial debt amounted to \$364.7 million, which included \$294.5 million related to the 2020 Bond issued in February 2013 and \$70.0 million related to a 5-year credit facility for the acquisition of an interest in the Manati Field.

Shareholders' Equity reached \$470.6 million and included minority interests of \$98.7 million related to LG International's participation in the Chilean and Colombian operations (LG International and GeoPark have a strategic alliance to build a portfolio of upstream assets across Latin America.) Shareholders' Equity as of March 31, 2014 also includes net proceeds of \$90.9 million resulting from the NYSE IPO.

FINANCIAL RATIOS (*)

Amounts in \$ million

Year / Period	Financial debt	Cash position	Gross debt / Adjusted EBITDA	Interest coverage
1Q2013	299.4	176.0	2.2x	5.3x
2Q2013	301.8	149.4	2.2x	4.4x
3Q2013	296.2	104.8	2.2x	5.9x
2013	317.1	121.1	1.9x	4.3x
1Q2014(**)	364.7	131.9	2.2x	4.9x

(*) Based on trailing 12 month financial results for 1Q2013, 2Q2013, 3Q2013 and 1Q2014

(**) Does not consider Adjusted EBITDA generated by the acquired interest in the Manati Field in Brazil

GeoPark's consolidated incurrence financial covenants agreed to under the 2020 Bond indenture provide for:

- Leverage Ratio, defined as gross debt to Adjusted EBITDA, lower than 2.75x for the year 2014 and lower than 2.5x from 2015 onwards;
- Interest Coverage Ratio, defined as Adjusted EBITDA divided by Interest Expenses, above 3.5x.

OTHER NEWS/RECENT EVENTS

Initial Public Offering and NYSE Listing

The Company began trading on the NYSE under the ticker symbol GPRK on February 7, 2014. In its move to the NYSE, GeoPark issued 13,999,700 shares at a price of \$7.00 per share, including the over-allotment option granted to and exercised by the underwriters and resulting in 57,863,615 shares outstanding as of March 31, 2014. Gross proceeds from the offering totaled approximately \$100 million, which will primarily be used to support the Company's expansion. Through its NYSE listing, the Company intends to reach a wider investor audience and strengthen liquidity for all its shareholders.

Brazil Round 12 Bidding Process

Parnaíba Basin: In December, 2013, the Brazilian Federal Court issued an injunction, preventing the ANP from advancing with the bidding process of Block PN-T-597 in the Parnaíba Basin (Round 12), until studies are carried out by ANP regarding the possible environmental impact of drilling unconventional resources. On April 16, 2014, the ANP suspended proceedings related to the award of Block PN-T-597 to GeoPark.

Sergipe Alagoas Basin: In May 2014, GeoPark obtained final approval and signed the concession contract with the ANP for the Exploratory Block SEAL-T-268, located in the Sergipe Alagoas Basin in Brazil (Round 12)

GeoPark can be visited online at www.geo-park.com

For further information please contact:

Pablo Ducci – Director Capital Markets
Sofia Chellew – Investor Relations
Santiago, Chile
T: +562 2242 9600

pducci@geo-park.com
schellew@geo-park.com

CONSOLIDATED STATEMENT OF INCOME

(Unaudited)

In millions of \$, except for %

	1Q2014*	1Q2013	%
NET REVENUES			
Sale of crude oil	75.2	83.7	-10%
Sale of gas	9.5	6.1	57%
TOTAL NET REVENUES	84.7	89.8	-6%
Production costs	-37.7	-38.3	-2%
GROSS PROFIT	47.1	51.5	-9%
Exploration costs	-6.8	-7.3	-7%
Administrative costs	-11.1	-9.6	16%
Selling expenses	-6.3	-7.9	-20%
Other operating income	0.6	-0.2	-497%
OPERATING PROFIT	23.4	26.5	-12%
Financial results, net	-7.6	-12.6	-40%
PROFIT BEFORE INCOME TAX	15.8	13.9	14%
Income tax	-5.5	-4.4	24%
PROFIT FOR THE PERIOD	10.3	9.4	9%
Non-controlling interest	3.6	3.0	22%
ATTRIBUTABLE TO OWNERS	6.7	6.5	3%

RECONCILIATION OF ADJUSTED EBITDA TO PROFIT BEFORE INCOME TAX AND ADJUSTED EBITDA PER BOE

In millions of \$, except for %

	1Q2014	1Q2013	%
Adjusted EBITDA	48.4	49.7	-3%
Depreciation	-18.1	-15.8	15%
Accrual of Stock Awards	-3.0	-1.8	64%
Impairment and write-off	-4.1	-5.9	-31%
Others	0.2	0.3	-41%
OPERATING PROFIT	23.4	26.5	-12%
Financial results, net	-7.6	-12.6	-40%
PROFIT BEFORE INCOME TAX	15.8	13.9	14%
Adjusted EBITDA	48.4	49.7	-3%
Total Boe (in millions of boe)	1.14	1.21	-5%
Adjusted EBITDA per boe	42.4	41.1	3%

* The significant increase in GeoPark's Colombian oil production of 88% in 1Q2014 was not entirely reflected in net revenues or Adjusted EBITDA for the period, mainly due to some delayed oil deliveries and increased oil inventory. During the first quarter of 2014, Ecopetrol (who buys and exports a significant portion of the Company's oil), allocated larger volumes of its own oil production to exports because of an oil refinery shut down, temporarily affecting the volumes received from GeoPark and other Colombian oil producers. This situation was normalized during May 2014, and is not expected to generate any impact on the Company's 2014 results.

SELECTED HISTORICAL OPERATIONAL AND FINANCIAL DATA

	Year ended December 31,				
	2013	2012	2011	2010	2009
Oil Reserves (2P PRMS) - mmboe	33.9	27.8	16.9	16.2	10.9
Gas Reserves (2P PRMS) - mmboe	27.7	29.1	32.6	33.4	31.3
Combined Reserves (2P PRMS) - mmboe	61.6	56.9	49.5	49.6	42.2
Oil Production (thousand boepd)	11.1	7.5	2.5	1.9	1.2
Gas Production (thousand boepd)	2.4	3.8	5.1	5.0	5.1
Production (thousand boepd)	13.5	11.3	7.6	6.9	6.3
Oil Revenues (\$ million)	315	222	74	48	22
Gas Revenues (\$ million)	23	29	38	31	23
Total Revenues (\$ million)	338	250	112	80	45
Adjusted EBITDA (\$ million)	167	121	63	41	18

GLOSSARY

Adjusted EBITDA	Profit for the period before net finance cost, income tax, depreciation, amortization, certain non-cash items such as impairments and write offs of unsuccessful efforts, accrual of stock options and stock awards and bargain purchase gain on acquisitions of subsidiaries
Adjusted EBITDA per boe	Adjusted EBITDA divided by total boe production for the applicable period
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Brazil's National Agency of Petroleum
boe	Barrels of oil equivalent
boepd	Barrels of oil equivalent per day
bopd	Barrels of oil per day
CEOP	Contrato Especial de Operacion Petrolera (Special Petroleum Operations Contract)
EPS	Earnings per share
IPO	Initial Public Offering
mbbl	Thousand barrels of oil
mmboe	Million barrels of oil equivalent
mcfpd	Thousand cubic feet per day
mmcfpd	Million cubic feet per day
Mm³/day	Thousand cubic meters per day
PRMS	Petroleum Resources Management System
SPE	Society of Petroleum Engineers
WI	Working interest
NPV10	Present value of estimated future oil and gas revenues, net of estimated direct expenses, discounted at an annual rate of 10%
Sqkm	Square kilometers

NOTICE

Additional information about GeoPark can be found in the "Investor Support" section on the Web site at www.geo-park.com

Rounding amounts and percentages: Certain amounts and percentages included in this press release have been rounded for ease of presentation. Percentage figures included in this press release have not in all cases been calculated on the basis of such rounded figures but on the basis of such amounts prior to rounding. For this reason, certain percentage amounts in this press release may vary from those obtained by performing the same calculations using the figures in the financial statements. In addition, certain other amounts that appear in this press release may not sum due to rounding.

CAUTIONARY STATEMENTS RELEVANT TO FORWARD-LOOKING INFORMATION

This press release contains statements that constitute forward-looking statements. Many of the forward looking statements contained in this press release can be identified by the use of forward-looking words such as "anticipate," "believe," "could," "expect," "should," "plan," "intend," "will," "estimate" and "potential," among others.

Forward-looking statements appear in a number of places in this press release and include, but are not limited to, statements regarding the intent, belief or current expectations, regarding various matters, including expected 2014 production growth and capital expenditures plan. Forward-looking statements are based on management's beliefs and assumptions and on information currently available to the management. Such statements are subject to risks and uncertainties, and actual results may differ materially from those expressed or implied in the forward-looking statements due to various factors.

Forward-looking statements speak only as of the date they are made, and the Company does not undertake any obligation to update them in light of new information or future developments or to release publicly any revisions to these statements in order to reflect later events or circumstances or to reflect the occurrence of unanticipated events. For a discussion the risks facing the Company which could affect whether these forward-looking are realized, see filings with the U.S. Securities and Exchange Commission.

Information about oil and gas reserves: The SEC permits oil and gas companies, in their filings with the SEC, to disclose only proved, probable and possible reserves that meet the SEC's definitions for such terms. GeoPark uses certain terms in this press release, such as "PRMS Reserves" that the SEC's guidelines do not permit GeoPark from including in filings with the SEC. As a result, the information in the Company's SEC filings with respect to reserves will differ significantly from the information in this press release. NPV10 for PRMS 1P, 2P and 3P reserves is not a substitute for the standardized measure of discounted future net cash flows for SEC proved reserves.

Adjusted EBITDA: The Company defines Adjusted EBITDA as profit for the period before net finance cost, income tax, depreciation, amortization and certain non-cash items such as impairments and write-offs of unsuccessful exploration and evaluation assets, accrual of stock options and stock awards and bargain purchase gain on acquisition of subsidiaries. Adjusted EBITDA is not a measure of profit or cash flows as determined by IFRS. The Company believes Adjusted EBITDA is useful because it allows us to more effectively evaluate our operating performance and compare the results of our operations from period to period without regard to our financing methods or capital structure. The Company excludes the items listed above from profit for the period in arriving at Adjusted EBITDA because these amounts can vary substantially from company to company within our industry depending upon accounting methods and book values of assets, capital structures and the method by which the assets were acquired. Adjusted EBITDA should not be considered as an alternative to, or more meaningful than, profit for the period or cash flows from operating activities as determined in accordance with IFRS or as an indicator of our operating performance or liquidity. Certain items excluded from Adjusted EBITDA are significant components in understanding and assessing a company's financial performance, such as a company's cost of capital and tax structure and significant and/or recurring write-offs, as well as the historic costs of depreciable assets, none of which are components of Adjusted EBITDA. The Company's computation of Adjusted EBITDA may not be comparable to other similarly titled measures of other companies. For a reconciliation of Adjusted EBITDA to the IFRS financial measure of profit for the year, see the accompanying financial tables.



PARA DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK REPORTA SUS RESULTADOS PARA EL PRIMER TRIMESTRE TERMINADO EL 31 DE MARZO DE 2014

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

Todas las cifras se expresan en dólares de los Estados Unidos. Todas las comparaciones se refieren al mismo período del año anterior, excepto cuando se indica lo contrario. Las cifras proforma de esta publicación se refieren a la inclusión durante ambos períodos de la participación adquirida en el Campo Manatí (Brasil), la que se materializó el 31 de marzo de 2014.

DESTACADOS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2014

Operaciones:

- La producción de petróleo y gas aumentó en un 25% a 16.743 boepd en comparación al primer trimestre de 2013. En cifras proforma, la producción promedio alcanzó a 20.410 boepd
- 15 nuevos pozos perforados durante el primer trimestre de 2014, siete pozos de exploración y ocho de desarrollo y evaluación
- Descubrimiento de nuevo campo de petróleo (Arauco 1 en el Bloque Llanos 34) en Colombia
- Dos nuevos descubrimientos de campos de petróleo en Chile (Loij en el Bloque Fell y Tenca 1 en el Bloque Flamenco), cuatro pozos exploratorios excavados el primer trimestre de 2014 serán completados y sometidos a prueba el segundo trimestre de 2014
- Inicio de la producción comercial en los bloques de Tierra del Fuego en Chile, con un promedio bruto de 374 boepd el primer trimestre de 2014 y un promedio bruto de 1.084 boepd en marzo de 2014 (542 boepd netos para GeoPark)
- Firma de contratos de servicio para adquirir sísmica 3D en los bloques adjudicados de la Ronda 11 en Brasil

Finanzas:

- Ganancia para el período con un aumento de un 9% a \$10,3 millones
- Ingresos netos con un descenso de un 6% a \$84,7 millones y EBITDA ajustado con una disminución de un 3% a \$48,4 millones, ambos impactados por demoras en la entrega (favor véase nota más adelante)
- Efectivo disponible de \$131,9 millones al cierre del primer trimestre de 2014

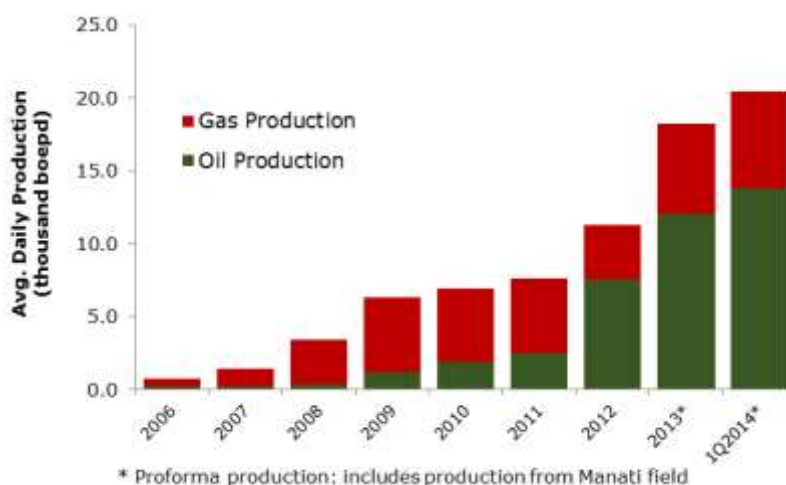
Estrategia / Nuevos Negocios:

- Traslado desde el Mercado AIM de Londres (AIM) a la Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE) en febrero de 2014, reuniendo aproximadamente \$100 millones de fondos brutos en la Oferta Pública Inicial (IPO)
- Completada la Adquisición de un 10% de participación en el campo de gas Manatí, en Brasil, financiada con efectivo existente y nueva deuda ascendente a \$70 millones
- Firmado el contrato de licencia con la ANP (Agencia Nacional del Petróleo) por el Bloque de Sergipe Alagoas en Brasil, adjudicado en la Ronda 12

Nota: El significativo aumento de la producción de petróleo colombiano de un 88% el primer trimestre de 2014 no se vio totalmente reflejada en los ingresos netos o EBITDA ajustado del período, debido

principalmente a algunas demoras en las entregas y aumentos en las existencias de petróleo. Durante el primer trimestre de 2014, Ecopetrol asignó mayores volúmenes de su propia producción de petróleo a las exportaciones debido al cierre de una refinería, la que afectó temporalmente los volúmenes recibidos de Geopark y otros productores de petróleo colombianos en el puerto de Coveñas. Esta situación se normalizó en mayo de 2014 y no se espera que genere ningún impacto sobre los resultados de la Compañía en 2014.

James F. Park, Gerente General de GeoPark, afirmó: “En febrero de 2014 Geopark hizo una importante transición desde la AIM de Londres a la Bolsa de Comercio de Nueva York, donde esperamos llegar a un mayor público de inversionistas que deseen unirse a nuestra historia de desempeño, crecimiento y oportunidad. Además reunimos exitosamente fondos adicionales a través de la IPO para la expansión de nuestro negocio. Nuestras operaciones tierra adentro y las actividades de perforación en Colombia y Chile durante el primer trimestre, parte de nuestro activo programa de trabajo para el año de \$220 a \$250 millones ya han mostrado mejores resultados y crecimiento, con una producción proforma para el trimestre que supera los 20.000 boepd. Con estos avances continuamos aumentando la prolongada trayectoria de GeoPark de crecimiento en la producción, reservas y flujo de efectivo”.



PRIMER TRIMESTRE DE 2014

La tabla que aparece a continuación muestra las cifras de producción de GeoPark para el 1Tri2014 en comparación al 1Tri2013.

Además, incluye la información proforma para Brasil.

	Total (boepd)	1Tri2014 Petróleo (bopd)	Gas (mcfpd)	1Tri2013 Total (boepd)	% Cambio
Chile	7.407	4.475	17.588	8.436	-12%
Colombia	9.265	9.232	196	4.938	88%
Argentina	71	57	84	52	38%
Total	16.743	13.765	17.868	13.426	25%
Más:					
Brasil	3.667	57	21.661	4.140	-11%
Total Proforma	20.410	13.821	39.529	17.566	16%

La tabla a continuación muestra algunos indicadores clave de desempeño para el 1tri2014 en comparación al 1Tri2013. Estas cifras no incluyen la información proforma para la participación en el Campo Manatí en Brasil, que Geopark comenzó a consolidar en sus estados financieros a partir del 2tri2014. La Compañía acordó la adquisición y acumuló la caja generada a partir de mayo de 2013, la que se recibió al cierre en marzo de 2014.

Indicadores Clave	1Tri 2014	1Tri 2013	% Cambio
Producción de petróleo (bopd)	13.765	10.481	31%
Producción de gas (mcfpd)	17.868	17.671	1%
Producción neta promedio (boepd)	16.743	13.426	25%
Precio de venta promedio concretado			
- Petróleo (\$ por bbl)	85,6	90,2	-5%
- Gas (\$ por mcf)	6,5	4,4	48%
Ingresos Netos (\$ millones)	84,7	89,8	-6%
EBITDA ajustado (\$ millones)	48,4	49,7	-3%
Ganancia para el ejercicio (\$ millones)	10,3	9,4	9%

DESEMPEÑO OPERACIONAL CONSOLIDADO

Producción: La producción consolidada aumentó en un 25% el 1Tri2014 a 16.743 boepd. Este crecimiento fue liderado por un aumento de un 31% en la producción de petróleo consolidado, en gran medida originado por una mayor producción de petróleo, principalmente en las operaciones de Colombia. Sobre una base proforma, la producción promedio aumentó un 16% el 1Tri2014. Además, la producción de gas aumentó en un 1% a 17.868 mcfpd el 1Tri2014.

Ingresos Netos: Los ingresos netos consolidados disminuyeron en un 6% a \$84,7 millones el 1Tri2014 en comparación a \$89,8 millones el 1Tri2013, principalmente impactados por las demoras en las entregas de petróleo en Colombia, las que se han normalizado en mayo de 2014.

Ingresos consolidados de Petróleo: Los ingresos consolidados de petróleo representaron un 89% del total de ingresos netos el 1Tri2014 en comparación a un 93% el 1Tri2013, una disminución de un 10% a \$75,2 millones el 1Tri2014, principalmente como resultado de demoras en la entrega en Colombia y una menor producción de petróleo en Chile. Lo anterior también experimentó el impacto de menores precios del petróleo alcanzados en Colombia, los que dieron como resultado una disminución de un 5% en el precio promedio consolidado alcanzado por el petróleo por barril de \$85,6.

Ingresos de Gas Consolidados: Los ingresos de gas consolidados aumentaron en un 57% a \$9,5 millones el 1Tri2014, debido principalmente a un mayor precio en un 48% de venta promedio obtenido, alcanzando a \$6,5 por mcf el 1Tri2014 en comparación a \$4,4 por mcf el 1Tri2013.

Los ingresos de gas representaron un 11% del total de ingresos netos el 1Tri2014 en comparación a un 7% el 1Tri2013.

Costos: Los costos de producción consolidados disminuyeron en un 2% a \$37,7 millones el 1Tri2014, como resultado de menores costos de producción en las operaciones en Colombia y parcialmente compensados por mayores costos de producción en las operaciones en Chile.

Los costos de exploración consolidados disminuyeron a \$6,8 millones el 1Tri2014 de \$7,3 millones el 1Tri2013, principalmente como resultado de menores castigos en Chile, donde un pozo fue castigado el 1Tri2014 en comparación a dos pozos el 1Tri2013 y en Colombia, donde ningún pozo exploratorio fue castigado el 1Tri2014 en comparación a un pozo el 1Tri2013.

Los costos administrativos consolidados aumentaron en 16% a \$11,1 millones el 1Tri2014, principalmente como resultado de mayores costos de remuneraciones a nivel corporativo en relación a la transición a la

Bolsa de Nueva York, mayores costos relacionados con el inicio de las operaciones en Brasil y costos asociados a nuevos negocios.

Los costos de venta consolidados disminuyeron en un 20% a \$6,3 millones el 1Tri2014, impulsados por disminuciones en Colombia.

EBITDA Ajustado: EBITDA ajustado consolidado disminuyó en un 3% a \$48,4 millones el 1Tri2014 en comparación a \$49,7 millones el 1Tri2013. La disminución fue impulsada principalmente por una disminución en EBITDA Ajustado de las operaciones en Colombia (debido a la demora en las entregas) y fue parcialmente compensado por un mayor EBITDA ajustado de las operaciones en Chile.

ANÁLISIS POR SEGMENTO DE NEGOCIOS

Operaciones en Chile

GeoPark es el primer y mayor productor no estatal de petróleo y gas en Chile. Las operaciones se iniciaron en 2006 en el Bloque Fell y han evolucionado desde tener una participación no operativa, no productiva a un activo plenamente operativo y productivo con 45,1 mmbos de reservas 2P PRMS certificadas por DeGolyer y McNaughton ("D&M") al 31 de diciembre de 2013. La producción promedio del Bloque Fell ascendió a 7.033 boepd durante el 1Tri2014, representando el 95% de la producción de GeoPark en Chile. Además, la Compañía opera otros cinco bloques de hidrocarburos en Chile con importantes perspectivas de recursos.

Indicadores Clave	1Tri2014	1Tri2013	% Cambio
Producción de petróleo (bopd)	4.475	5.507	-19%
Producción de gas (mcfpd)	17.588	17.573	0%
Producción neta (boepd)	7.407	8.436	-12%
Ingresos Netos (\$ millones)	47,2	45,5	4%
EBITDA Ajustado	30,7	29,2	5%
EBITDA Ajustado por boe (\$)	48,5	38,4	26%

Producción: La producción en Chile disminuyó en un 12% a 7.407 boepd el 1Tri2014 en comparación a 8.436 boepd el 1Tri2013. La producción de GeoPark el 1Tri2014 representó un aumento de un 10% en comparación al 4Tri2013, debido principalmente a nuevos pozos perforados, reacondicionamiento y la instalación de bombas eléctricas sumergibles en algunos pozos existentes en Tobífera. GeoPark espera replicar este sistema de elevación artificial (utilizado por primera vez en la cuenca) en 7-10 nuevos pozos en el Bloque Fell durante 2014 para ampliar los niveles de producción.

Ingresos Netos: Los ingresos netos en Chile aumentaron en un 4% a \$47,2 millones el 1Tri2014, representando un 56% de los ingresos netos consolidados, en comparación a 45,5 millones o un 51% de los ingresos netos consolidados el 1Tri2013.

Los ingresos del petróleo disminuyeron en un 4% a \$37,7 millones el 1Tri2014, debido a una menor producción que fue parcialmente compensada por un mayor precio promedio alcanzado por barril.

El precio promedio alcanzado del petróleo aumentó en un 9% a \$90,7 por barril el 1Tri2014, principalmente impulsado por un aumento de aproximadamente un 4% en el precios de referencia promedio y a menores descuentos por calidad, como resultado de términos comerciales renegociados con ENAP, el comprador de crudo.

Los ingresos del petróleo representaron un 80% del total de ingresos netos en Chile el 1Tri2014, en comparación a un 87% el 1Tri2013.

Los ingresos del gas aumentaron en un 57% a \$9,5 millones el 1Tri2014 debido principalmente a un aumento de un 48% en el precio promedio obtenido del gas como resultado de mayores precios mundiales del metanol y un mejorado acuerdo con el comprador de gas de la Compañía, Methanex. Los ingresos del gas representaron un 20% del total de ingresos netos en Chile el 1Tri2014 en comparación a un 13% el 1Tri2013.

Costos: Los costos de producción en Chile aumentaron en un 8% a \$19,5 millones el 1Tri2014, dando como resultado un aumento de un 29% en el costo de producción por boe a \$30,8. Lo anterior se debió principalmente a mayores cargos de depreciación por boe, el impacto sobre los costos fijos de una menor producción y, en menor medida, a los mayores costos resultantes de la operación de las bombas eléctricas sumergibles y de los tratamientos químicos para mejorar la calidad del petróleo.

Los gastos de Exploración en Chile continuaron relativamente estables y ascendieron a \$5,5 millones el 1Tri2014 en comparación a \$5,3 millones el 1Tri2013. Los gastos de exploración en 2014 incluyeron el castigo de un pozo en el Bloque Fell perforado el 4Tri2013 en comparación al castigo de dos pozos el 1Tri2013, uno en el Bloque Fell y uno en el Bloque Tranquilo.

Los costos administrativos en Chile el 1Tri2014 disminuyeron a \$4,0 millones de \$4,6 millones el 1Tri2013. Los costos de venta en Chile disminuyeron de \$1,2 millones el 1Tri2013 a \$0,7 millones el 1Tri2014.

Los costos operacionales aumentaron en un 2% a \$7,8 millones el 1Tri2014 de \$7,9 millones el 1Tri2013.

EBITDA Ajustado: EBITDA Ajustado en Chile aumentó en un 5% a \$30,7 millones el 1Tri2014 en comparación a \$29,2 millones el 1Tri2013, principalmente impulsado por un aumento en los ingresos y menores gastos administrativos y de ventas, los que fueron parcialmente compensados por mayores costos operacionales.

EBITDA Ajustado por boe aumentó en un 26% a \$48,5 por boe el 1Tri2014 en comparación a \$38,4 por boe el 1Tri2013 debido a un mayor precio obtenido en las ventas promedio, el que fue parcialmente compensado por mayores costos operacionales por boe.

Desempeño Operacional:

Durante el primer trimestre de 2014 la Compañía avanzó en su programa de trabajos de exploración y desarrollo con la perforación de los pozos Konawentru Oeste 1, Loij 1 y Konawentru 12 en el Bloque Fell (operado por GeoPark con WI 100%) y la perforación del pozo Tenca 1 en el Bloque Flamenco (operado por GeoPark con WI 50%). Además, se adquirieron 350 km² de sísmica 3D en el Bloque Isla Norte (operado por GeoPark con WI 60%) para completar un total de 1.541 km² en los bloques de Tierra del Fuego y completar totalmente el compromiso de sísmica 3D.

Mayores detalles aparecen en la reciente publicación de Actualización de Operaciones del 13 de mayo de 2014.

Operaciones en Colombia

En Colombia, con posterioridad a las adquisiciones de tres compañías (Winchester, Luna y Cuerva) a principios de 2012, GeoPark cuenta con participaciones de trabajo en 10 bloques de hidrocarburos con reservas 2P PRMS de 16,5 mmboc certificadas por D&M al 31 de diciembre de 2013. La producción promedio para el 1Tri2014 alcanzó a 9.265 boepd

Indicadores Clave	1Tri2014	1Tri2013	% Cambio
Producción de petróleo (bopd)	9.232	4.932	88%
Producción de gas (mcfpd)	196	34	476%
Producción neta promedio (boepd)	9.265	4.938	88%
Ingresos Netos (\$ millones)	37,2	43,8	-15%
EBITDA Ajustado (\$ millones)	20,7	22,0	-6%
EBITDA Ajustado por boe (\$)	41,2	49,6	-17%

Producción: La producción de petróleo en Colombia aumentó en un 88% a 9.232 bopd el 1Tri2014, principalmente como resultado de exitosos esfuerzos de exploración y desarrollo, destacando los nuevos descubrimientos en los pozos Tigana 1 y Tigana Sur 1 el 4Tri2013 y el desarrollo y evaluación de los campos Max, Tua y Tarotaro en el Bloque Llanos 34.

Ingresos Netos: Las operaciones en Colombia representaron un 44% del total de ingresos netos consolidados en comparación a un 49% del total de ingresos netos consolidados el 1Tri2013. El significativo aumento en la producción de petróleo de GeoPark Colombia de un 88% el 1Tri2014 no se vio totalmente reflejado en los ingresos netos debido a la demora en las entregas. Los ingresos netos, que disminuyeron en un 15% a \$37,2 millones el 1Tri2014 también fueron negativamente impactados por una disminución en el precio promedio obtenido por barril de crudo y por un aumento en los gastos extraordinarios. Las operaciones colombianas representaron un 56% del total de ingresos consolidados en comparación a un 52% el 4Tri2012.

El precio promedio obtenido disminuyó en un 20% a \$82 por barril el 1Tri2014. Durante 2013, la Compañía comenzó a vender parte de su producción de petróleo en el cabezal del pozo con elevados descuentos comerciales (y precios netos inferiores) en vez de transportarlo a distintos puntos de entrega. Lo anterior dio como resultado menores costos de explotación que compensaron los precios de venta más bajos y no tuvieron impacto sobre EBITDA Ajustado en general.

Los gastos extraordinarios aumentaron a \$3,7 millones el 1Tri2014 en comparación a \$1,4 millones el 1Tri2013 debido a una mayor producción, principalmente en el Bloque Llanos 34 según lo previsto en el contrato de compra de acciones de Winchester.

Costos: Los costos de producción en Colombia disminuyeron en un 13% a \$18,0 millones el 1Tri2014, debido principalmente a la mejor absorción de costos fijos que llevó el costo de producción por barril a disminuir en un 23% a \$35,9 por barril.

Los costos de explotación en Colombia el 1Tri2014 ascendieron a \$0,4 millones en comparación a \$1,4 millones el 1Tri2013, debido principalmente al castigo de un pozo el 1Tri2013. No hubo castigos el 1Tri2013.

Los costos administrativos en Colombia el 1Tri2014 aumentaron a \$2,6 millones en comparación a \$2,4 millones el 1Tri2013.

El costo de las ventas en Colombia el 1Tri2014 disminuyó en un 16% a \$5,5 millones en comparación a \$6,6 millones el 1Tri2013, según se explicó.

Los costos operacionales para el trimestre disminuyeron en un 22% a \$8,3 millones en comparación a \$10,8 millones el 1Tri2013.

EBITDA Ajustado: EBITDA Ajustado en Colombia disminuyó en un 6% a \$20,7 millones el 1Tri2014, en comparación a \$22,0 millones el 1Tri2014, principalmente debido a la demora en las entregas de petróleo.

EBITDA Ajustado por boe disminuyó en un 17% a \$41,2 por boe el 1Tri2014, principalmente debido a un menor precio promedio y mayores pagos extraordinarios, los que fueron parcialmente compensados por los menores costos de producción por boe resultantes de una mayor eficiencia.

Desempeño Operacional:

Durante el 1Tri2014 el pozo Aruco 1 en el Bloque Llanos 34 fue exitosamente perforado, sometido a prueba y su producción iniciada, mientras que el pozo Tigana Norte 1 fue perforado y será sometido a prueba el 2Tri2014 (operado por GeoPark con WI 45%). GeoPark continúa avanzando de acuerdo a su programa de trabajo 2014.

Detalles adicionales aparecen en la reciente publicación de Actualización de las Operaciones del 13 de mayo de 2014.

Operaciones en Brasil

Durante el 1Tri2014 GeoPark firmó contratos de servicio para adquirir sísmica 3D en los Bloques adjudicados en la Ronda 11 en las cuencas Reconcavo y Potiguar. Se espera que el registro sísmico de dichos bloques se inicie el 3Tri2014.

El 28 de marzo de 2014 GeoPark anunció la aprobación por parte de la ANP de la adquisición de una participación del 10% en el Campo Manatí en Brasil. El precio de compra acordado fue de \$140 millones, el que ajustado de acuerdo a los fondos en efectivo netos originados por la totalidad de la producción, atribuible a Rio das Contas desde el 1 de mayo de 2013 a \$115,2 millones neto del efectivo adquirido. La

transacción se materializó el 31 de marzo de 2014 y GeoPark comenzará a consolidar los resultados en sus estados financieros a contar del 2Tri2014.

se encuentra en fase de producción es operado por Petrobras (con una participación de trabajo de un 35%),

Operaciones en Argentina

Las operaciones en Argentina representaron menos del 1% de los ingresos netos consolidados y de EBITDA Ajustado el 1Tri2014 y 1Tri2013.

En marzo de 2014 GeoPark informó al Ministerio de Infraestructura y Energía de Argentina de la Provincia de Mendoza su decisión de renunciar al 100% de las concesiones de los bloques Cerro Doña Juana y Loma Cortaderal en la Provincia de Mendoza, que abarcan una superficie de 47,9 miles de acres. Tanto el bloque Cerro Doña Juana como Loma Cortaderal no están en producción actualmente ni tienen reservas asociadas.

RESULTADOS NO OPERACIONALES CONSOLIDADOS Y GANANCIAS PARA EL PERÍODO

Gastos Financieros Netos: Los gastos financieros netos disminuyeron a \$7,6 millones el 1Tri2014 de \$12,6 millones el 1Tri2013, debido a un gasto no recurrente incurrido como parte del prepago del Bono 2015 Reg S en febrero de 2013, los que fueron parcialmente compensados por mayores gastos financieros debido a una mayor deuda promedio como resultado del Bono 2020 por \$300 millones emitido el 1Tri2013 y que permitió a la Compañía reducir sus costos promedio de financiamiento y prórroga de vencimientos.

Impuesto a la Renta: El Impuesto a la Renta ascendió a \$5,5 millones el 1Tri2014 en comparación a los \$4,4 millones el 1Tri2013, en consecuencia con el aumento en las ganancias antes de impuestos el 1Tri2014.

Ganancias: Las ganancias para el período aumentaron un 9% y ascendieron a \$10,3 millones el 1Tri2014 en comparación a \$9,4 millones el 1Tri2013, debido principalmente menores gastos financieros netos, los que fueron parcialmente compensados por la disminución en el resultado operacional.

BALANCE GENERAL

El efectivo y efectivo equivalentes de GeoPark al 31 de marzo de 2014 ascendieron a \$131,9 millones, mientras que al término del año 2013 ascendieron a \$121,1 millones. El aumento se debe principalmente a generación de efectivo por parte de las operaciones durante el período de \$37,5 millones junto con \$132,6 millones de fondos generados por las actividades de financiamiento, explicadas por (i) crédito de \$70 millones para adquirir la participación en el campo de gas Manatí y (ii) \$90,9 millones de fondos netos originados por la IPO NYSE, parcialmente compensados por \$28 millones usados en el pago de deuda e intereses. Además, \$159,3 millones de efectivo neto fueron utilizados para las actividades de inversión de la Compañía, incluyendo el programa de inversiones además de la adquisición de la participación en el campo de gas Manatí.

El total de activos al 31 de marzo de 2014 ascendió a \$1.046 millones. Además, el total de inversiones para el período incluyó (i) \$45,8 millones invertidos en Chile, donde la Compañía perforó 9 pozos y adquirió 350 km² de sondeos de sísmica 3D y (ii) \$28,9 millones invertidos en Colombia que incluyeron la perforación de seis pozos. Además, las actividades de inversión el 1Tri2014 incluyeron \$115,2 millones relativos a la adquisición de la participación en el campo de gas Manatí (neto de efectivo adquirido), la que se materializó el 31 de marzo de 2014.

Al término del 1Tri2014, el total de la deuda financiera de GeoPark ascendió a \$364,7 millones, los que incluyeron \$294,5 millones relativos al Bono 2020 emitido en febrero de 2013 y \$70 millones relativos al crédito a cinco años para la adquisición de la participación en el campo Manatí.

El Patrimonio alcanzó a \$470,6 millones e incluyó participaciones minoritarias de \$98,7 millones, relativos a la participación de LG International en las operaciones en Chile y Colombia. (LG International y GeoPark tienen una alianza estratégica para construir un portafolio de activos de exploración, perforación y producción en toda América Latina). El Patrimonio al 31 de marzo de 2014 también incluye fondos netos de \$90,9 millones originados por la IPO NYSE.

RAZONES FINANCIERAS *

Cifras en \$ millones

Año / Período	Deuda Financiera	Posición Efectivo	Deuda Bruta / EBITDA Ajustado	Cobertura Interés
1Tri 2013	299,4	176,0	2,2x	5,3x
2Tri 2013	301,8	149,4	2,2x	4,4x
3Tri 2013	296,2	104,8	2,2x	5,9x
2013	317,1	121,1	1,9x	4,3x
1Tri 2014(**)	364,7	131,9	2,2x	4,9x

(*) Sobre la base de un seguimiento durante 12 meses de resultados financieros para 1Tri2013, 2Tri2013, 3Tri2013 y 1Tri2014

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

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

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

OTRAS NOTICIAS/HECHOS RECIENTES

Oferta Pública Inicial y Registro en la NYSE

La Compañía inició su transacción en la NYSE con el símbolo GPRK el 7 de febrero de 2014. En su traslado a Nueva York la Compañía emitió 13.999.700 acciones a un precio de \$7 por acción, incluyendo la opción de compra adicional otorgada a y ejercida por los suscriptores, resultante en 57.863.615 acciones emitidas al 31 de marzo de 2014. Los fondos brutos resultantes de la oferta alcanzaron a un total de aproximadamente \$100 millones, los que serán usados principalmente para respaldar la expansión de la Compañía. A través de su registro en la NYSE, es intención de la Compañía alcanzar a un público más amplio y aumentar la liquidez para sus accionistas.

Ronda 12 Proceso de Licitación en Brasil

Cuenca Parnaíba: En diciembre de 2013 el Tribunal Federal de Brasil emitió un recurso de protección que evitaba que la ANP avanzara en el proceso de licitación del Bloque PN-T-597 en la Cuenca de Parnaíba (Ronda 12) hasta que se lleven a cabo estudios respecto del posible impacto ambiental de perforar recursos no convencionales. El 16 de abril de 2014 la ANP suspendió los procesos relativos a la adjudicación del Bloque PN-T-597 a GeoPark.

Cuenca Sergipe Alagoas: En mayo de 2014 GeoPark obtuvo la aprobación final y firmó el contrato de concesión con la ANP para el Bloque Exploratorio SEAL-T-268 ubicado en la Cuenca Sergipe Alagoas, Brasil (Ronda 12).

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

Para mayor información favor contactar a:

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

ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

(No auditado)

	En millones de \$,		
	excepto %		
	1Tri 2014*	1Tri 2013	%
Ingresos			
Ingresos de crudo	75,2	83,7	-10
Ingresos de gas	9,5	6,1	57
TOTAL INGRESOS NETOS	84,7	89,8	-6
Costos de producción	-37,7	-38,3	-2
GANANCIA BRUTA	47,1	51,5	-9
Costos de exploración	-6,8	-7,3	-7
Costos administrativos	-11,1	-9,6	16
Costos de explotación	-6,3	-7,9	-20
Otra utilidad operacional	0,6	-0,2	-497
GANANCIA OPERACIONAL	23,4	26,5	-12
Resultados financieros, neto	-7,6	-12,6	-40
GANANCIA ANTES DE IMPUESTO A LA RENTA	15,8	13,9	14
Impuesto a la Renta	-5,5	-4,4	24
GANANCIA PARA EL PERÍODO	10,3	9,4	9
Participación minoritaria	3,6	3,0	22
Atribuible a los Propietarios	6,7	6,5	3

RECONCILIACIÓN DE EBITDA AJUSTADO A GANANCIA ANTES DE IMPUESTOS Y EBITDA AJUSTADO SEGÚN BOE

	En millones de \$, excepto porcentajes		
	1Tri 2014	1Tri 2013	%
EBITDA Ajustado	48,4	49,7	-3
Depreciación	-18,1	-15,8	15
Devengo Premios de Acciones	-3,0	-1,8	64
Deterioro y castigos	-4,1	-5,9	-31
Otros	0,2	0,3	-41
GANANCIA OPERACIONAL	23,4	26,5	-12
Resultados financieros, neto	-7,6	-12,6	-40
GANANCIA ANTES DE IMPUESTOS	15,8	13,9	14
EBITDA Ajustado	48,4	49,7	-3
Total Boe (en millones de boe)	1,14	1,21	-5
EBITDA Ajustado pero boe	42,4	41,1	3

*El significativo aumento en la producción de petróleo de GeoPark Colombia de un 88% el 1Tri2014 no se reflejó completamente en los ingresos netos o EBITDA Ajustado para el período, debido principalmente a demoras en las entregas de petróleo y a mayores existencias. Durante el primer trimestre de 2014, Ecopetrol (que compra y exporta una parte significativa del petróleo de la Compañía) asignó mayores volúmenes de su propia producción de petróleo a las exportaciones debido al cierre de una refinería, el que afectó temporalmente los volúmenes recibidos de GeoPark y otros productores de petróleo colombianos. Esta situación se normalizó en mayo de 2014 y no se espera genere impacto alguno sobre los resultados de la Compañía en 2014.

DATOS OPERACIONALES Y FINANCIEROS HISTÓRICOS SELECCIONADOS

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

GLOSARIO

EBITDA Ajustado	Ganancia para el período antes de costos financieros netos, impuesto a la renta, depreciación, amortización, algunos ítems no de efectivo como deterioros y castigos de emprendimientos infructuosos, devengo de opciones de acciones, premios de acciones y adquisiciones convenientes, ganancia por adquisición de filiales
EBITDA Ajustado por boe	EBITDA Ajustado dividido por el total de producción boe para el período correspondiente
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Agencia Nacional del Petróleo de Brasil
boe	Barriles de petróleo equivalentes
boepd	Barriles de petróleo equivalentes por día
bopd	Barriles de petróleo por día
CEOP	Contrato Especial de Operación Petrolera
EPS	Ganancias por acción
IPO	Oferta Pública Inicial
mbbl	Miles de barriles de petróleo
mmboe	Millones de barriles de petróleo equivalentes
mcfpd	Mil pies cúbicos por día
mmcfpd	Millones pies cúbicos por día
Mm³/day	Miles metros cúbicos por día
PRMS	Sistema de Administración de Recursos Petroleros
SPE	Sociedad de Ingenieros Petroleros
WI	Participación de Trabajo
NPV10	Valor actual de ingresos futuros estimados de petróleo y gas, neto de gastos directos estimados, descontado a una tasa anual de 10%
Sqkm	Kilómetros cuadrados

#

NOTIFICACIÓN

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

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

DECLARACIONES DE ADVERTENCIA RESPECTO DE LA INFORMACIÓN SOBRE PROYECCIONES

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

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

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

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

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

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