



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK ANUNCIA LA ACTUALIZACIÓN DE SUS OPERACIONES DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2018

ÉXITO CONTINUO EN LA PERFORACIÓN Y CRECIMIENTO DE PRODUCCIÓN RÉCORD, CIERRE DE NUEVO PROYECTO EN ARGENTINA Y NUEVA ALIANZA DE ADQUISICIÓN DE GRAN ESCALA

Bogotá, Colombia – 11 de abril de 2018 - GeoPark Limited ("GeoPark" o la "Compañía") (NYSE: "GPRK"), la compañía latinoamericana independiente líder en exploración, operación y consolidación de petróleo y gas con operaciones y plataformas de crecimiento en Colombia, Perú, Argentina, Brasil y Chile informa hoy la actualización de sus operaciones para el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2018 ("1T2018").

Todas las cifras se encuentran expresadas en dólares estadounidenses y las comparaciones de crecimiento se refieren al mismo período del año anterior, excepto cuando se especifique lo contrario.

Puntos destacados del Primer Trimestre 2018

28% de crecimiento en la producción de petróleo y gas

- La producción consolidada de petróleo y gas aumentó un 28% a 32.195 boepd (un 5% más comparado con el 4T2017).
- La producción de petróleo aumentó un 33% a 27.345 bopd (un 8% más comparado con el 4T2017).
- La producción de petróleo de Colombia aumentó un 37% alcanzando los 26.303 (un 8% comparado con el 4T2017)
- La producción de gas aumentó un 3% a 29,1 mmcfpd (un 9% menor comparado con el 4T2017).
- Producción actual de 35.000 boepd, incluyendo la producción de la nueva adquisición en Argentina.

Éxito continuo operativo y de perforación

Colombia:

- Los pozos de desarrollo Tigana Norte 6, Tigana Norte 7 y Jacana 20 fueron perforados, testeados y puestos en producción, sumando aproximadamente 3.000 bopd brutos en el bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%) y llegando a una producción actual bruta de 58.000 bopd.
- El pozo de exploración Chachalaca Sur 1, el pozo de avanzada Tigana Norte 9 y los pozos de desarrollo Tigana Sur Oeste 5 y Jacana 21 fueron perforados y actualmente están siendo testeados.
- Próximos catalizadores: prueba de los cuatro pozos arriba mencionados y perforación de siete nuevos pozos que incluyen cinco pozos de desarrollo y uno de exploración en el bloque Llanos 34 y un nuevo pozo de exploración en el área exploratoria Tiple.
- Proyecto de construcción de línea de flujo para conectar el bloque Llanos 34 con el oleoducto regional cercano.

Chile:

- El pozo de exploración Uaken 1 fue testado y puesto en producción desde un nuevo play de gas superficial en la formación El Salto.

Cierre de nuevo proyecto en Argentina y nueva alianza de adquisición en América Latina

- Argentina: cierre de adquisición de bajo costo, con producción de *cash flow* y potencial de desarrollo y exploración en la prolifera cuenca Neuquina.
- Alianza Estratégica: ONGC Videsh (compañía de petróleo nacional de India) y GeoPark formaron una alianza de adquisición de largo plazo en América Latina para proyectos de gran escala.

Detalle de la producción trimestral por país

La siguiente tabla muestra las cifras de producción para el 1T2018, en comparación con el 1T2017:

	1T2018			1T2017	
	Total (boepd)	Petróleo (bopd) ^a	Gas (mcfpd)	Total (boepd)	% Cambio
Colombia	26.405	26.303	614	19.330	37%
Brasil	2.775	41	16.402	2.499	11%
Chile	2.873	905	11.806	3.351	-14%
Argentina ^b	142	96	279	-	-
Total	32.195	27.345	29.101	25.180	28%

- a) Incluye regalías pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 930 bopd en el 1T2018. No se pagaron regalías en especie en Brasil, Chile ni Argentina.
- b) La producción promedio del 1T2018 en Argentina incluye cinco días de producción relativa a la adquisición en Argentina en los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet que se cerró el 27 de marzo de 2018 (ver sección Argentina más abajo para más detalles). Los bloques se encuentran actualmente produciendo 2.400- 2.500 boepd (65-70% de petróleo liviano, 30-35% gas)

Evolución trimestral de la producción

(boepd)	1T2017	2T2017	3T2017	4T2017	1T2018
Colombia	19.330	21.015	22.367	24.378	26.405
Brasil	2.499	2.658	3.141	3.328	2.775
Chile	3.351	2.450	2.817	2.932	2.873
Argentina	-	-	-	16	142
Total	25.180	26.123	28.325	30.654	32.195
Petróleo	20.487	21.930	23.237	25.341	27.345
Gas	4.693	4.193	5.088	5.313	4.850

Actualización de la producción de petróleo y gas

Consolidado:

La producción de petróleo en Colombia contribuyó de manera significativa a la producción total de petróleo y gas que creció un 28% a 32.195 boepd en el 1T2018 de 25.180 boepd en el 1T2017. La nueva producción de los yacimientos petrolíferos Tigana/Jacana en el bloque Llanos 34 explica el incremento. Sobre una base consolidada, la producción de gas en Chile y en Brasil aumentó un 3% en comparación con el 1T2017.

El petróleo representó un 85% de la producción total informada en el 1T2018 (versus 81% en el 1T2017).

Colombia:

La producción neta promedio en Colombia creció un 37% a 26.405 boepd en el 1T2018 comparada con los 19.330 boepd en el 1T2017; esto se atribuye principalmente al éxito de la perforación de desarrollo y avanzada en los yacimientos petrolíferos Tigana/Jacana en el bloque Llanos 34, lo cual representó el 96% de la producción colombiana en el 1T2018.

La campaña de perforación del bloque Llanos 34 tuvo los siguientes resultados en el 1T2018:

Yacimiento petrolífero Tigana:

- Se perforó el pozo de avanzada Tigana Norte 6 a una profundidad total de 11.596 pies. Una prueba de producción llevada a cabo con una bomba sumergible eléctrica en la formación Guadalupe arrojó una tasa de producción de alrededor de 1.360 bopd de 14,3 grados API, con un corte de agua de 0,6%. Actualmente, el pozo está produciendo 2.000 bopd.

- Se perforó el pozo de avanzada Tigana Norte 7 a una profundidad total de 12.050 pies. Una prueba de producción llevada a cabo con una bomba sumergible eléctrica en la formación Guadalupe arrojó una tasa de producción de alrededor de 424 bopd de 13,5 grados API, con un corte de agua de 15%.
- El pozo de avanzada Tigana Norte 9 fue perforado a una profundidad total de 11.581 pies, fuera del límite 3P definido en la certificación de reservas 2017 de DeGolyer and MacNaughton. Se está ensayando actualmente el pozo.
- Se perforó el pozo de desarrollo Tigana Sur Oeste 5 a una profundidad total de 11.803 pies. Se está ensayando actualmente el pozo.

Yacimiento petrolífero Jacana:

- Se perforó el pozo de desarrollo Jacana 20 a una profundidad total de 11.521 pies. Una prueba de producción llevada a cabo con una bomba sumergible eléctrica en la formación Guadalupe arrojó una tasa de producción de alrededor de 590 bopd de 16,8 grados API, con un corte de agua de 17%.
- Se perforó el pozo de desarrollo Jacana 21 a una profundidad total de 12.104 pies. Se está ensayando actualmente el pozo.

Perforación exploratoria:

- El pozo de exploración Chachalaca 1, ubicado en una falla adyacente al oeste de los yacimientos Tigana/Jacana, fue perforado a una profundidad total de 13.062 pies. El análisis petrofísico del perfilaje durante la perforación indicó la presencia de hidrocarburos potencialmente productivos en las formaciones Guadalupe y Mirador. Una prueba de producción llevada a cabo con una bomba sumergible eléctrica en la formación Guadalupe arrojó una tasa de producción de alrededor de 350 bopd. La Compañía planifica testear la formación Mirador en las próximas semanas.

Actualización sobre instalaciones:

- Construcción de una nueva línea de flujo para conectar el bloque Llanos 34 con el oleoducto regional Oleoductos de los Llanos: suministro continuo, ingeniería y actividades de construcción inicial a fin de contar con la línea de flujo operativa hacia finales del 2018 o a principios del 2019 por un gasto total de capital de USD 15-20 millones netos para GeoPark. Se espera que este proyecto sustente el crecimiento de la producción futura del bloque Llanos 34 y continúe reduciendo los costos operativos y de transporte.

Para conocer un resumen de las próximas actividades de perforación, véase la sección "Programa de Perforación del 2T2018" que figura más adelante.

Brasil:

La producción neta promedio en el yacimiento de gas Manatí (no operado por GeoPark con una participación del 10%) mejoró un 11% a 2.775 boepd en el 1T2018 comparada con los 2.499 boepd del 1T2017 pero disminuyó un 17% comparado con el 4T2017. La disminución en el 1T2018 comparado con el 4T2017 resulta de una mayor disponibilidad de energía hidroeléctrica que reemplazó la generación de energía termoeléctrica.

Perforación de exploración en la cuenca Potiguar:

- Los pozos de exploración Jet 1 en el bloque POT-T-747 (operado por GeoPark con una participación del 70%) y 619-AB-1 en el bloque POT-T-619 (operado por GeoPark con una participación del 100%) fueron abandonados durante el 1T2018. El pozo Jet 1 resultó en un descubrimiento de petróleo no comercial mientras que el 619-AB-1 fue abandonado después del perfilaje ya que no se encontró potencial de producción de hidrocarburo. Los costos de perforación, terminación y abandono de estos dos pozos fueron de aproximadamente USD 1,5- 1,7 millones.

Chile:

La producción neta promedio de gas y petróleo en Chile disminuyó un 14% a 2.873 boepd en el 1T2018 en comparación con los 3.351 boepd del 1T2017 debido al deterioro natural en el yacimiento, pero fue parcialmente compensado por la exitosa perforación de exploración en el yacimiento de gas Uaken y actividades de intervención de pozo de bajo costo para mantener los niveles de producción. La mezcla de producción resultante para el 1T2018 fue 69% de gas y 31% de petróleo (en comparación con 66% de gas y 34% de petróleo en el 1T2017). El bloque Fell representó el 99% de la producción en Chile.

Perforación de exploración en el Bloque Fell:

- Se perforó el pozo de exploración Uaken 1 a una profundidad total de 3.658 pies. Una prueba de producción en la formación El Salto arrojó una tasa de producción promedio de 0,8 millones de pies cúbicos estándar por día de gas (ó 125 boepd). El descubrimiento del yacimiento de gas Uaken en la formación superficial El Salto proporciona producción de bajo costo adicional y crea un nuevo play de gas a lo largo del bloque Fell que puede ser testeado en *leads* y prospectos identificados y en yacimientos ya descubiertos dentro del bloque a los que puede volver a ingresar para testear esta formación.

Argentina:

El 27 de marzo de 2018, GeoPark cerró su adquisición previamente anunciada en la cuenca Neuquina para adquirir el 100% de la participación y operación de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet ("los bloques").

Los bloques incluyen:

- Producción actual de petróleo y gas de 2.400- 2.500 boepd, 65-70% de petróleo liviano y 30-35% de gas.
- Oportunidades de exploración y desarrollo de bajo riesgo y con autofinanciación para aumentar la producción.
- Reservas 2P de 12-14 mmmboe y reservas 3P de 18-20 mmmboe (estimación de GeoPark).
- Recursos exploratorios de aproximadamente 15-30 mmmboe (estimación de GeoPark) más potencial adicional en el play no convencional de Vaca Muerta.
- 137.000 de acres bien posicionados en la Cuenca Neuquina.
- Instalaciones de producción, incluyendo tratamiento de hidrocarburos, almacenamiento e infraestructura de entrega.

GeoPark adquirió estos bloques con el fin de fortalecer su posición de crecimiento en Argentina y ha identificado proyectos de exploración y desarrollo atractivos con el potencial de aumentar de manera significativa la producción y las reservas, financiado principalmente con su propio *cash flow*. La adquisición también implicará ahorros en materia impositiva y sinergias operativas en la actual plataforma de GeoPark en Argentina.

El precio de compra acordado fue de USD 52 millones, de los cuáles USD 15,6 millones se pagaron en diciembre de 2017 y el saldo remanente de USD 36,5 millones el 27 de marzo de 2018. De acuerdo con los términos del acuerdo, GeoPark recibirá *cash* neto generado de los bloques entre la ejecución del acuerdo el 18 de diciembre de 2017 a la fecha de cierre el 27 de marzo de 2018, aproximadamente de USD 2-3 millones.

La producción neta promedio en Argentina en el 1T2018 ascendió a 142 boepd, lo que refleja cinco días de producción de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet recientemente adquiridos desde el 27 de marzo de 2018.

No se llevaron a cabo actividades de perforación, de exploración o desarrollo en el bloque CN-V (operado por GeoPark con una participación del 50%) o en los bloques Sierra del Nevado y Puelén (no operado por GeoPark con una participación del 18%) durante el 1T2018.

Peru:

GeoPark continúa avanzando con los estudios de impacto ambiental y trabajos de ingeniería preliminares e instalaciones en el bloque Morona (operado por GeoPark con un 75% de participación), con el objetivo de poner el yacimiento Situche Central en producción hacia fines del 2019.

Durante el 1T2018, la Compañía continuó recabando información requerida para el estudio de impacto ambiental y firmó un acuerdo con el Instituto Smithsonian para llevar a cabo investigación de biodiversidad en el bloque Morona con el objetivo de implementar las mejores prácticas. GeoPark está actualmente llevando a cabo obras de ingeniería y de diseño de instalaciones en el yacimiento de petróleo Situche Central. Se espera que la compañía presente estudios de impacto ambiental a las autoridades locales a fines del 2T2018 o inicios del 3T2018, y se esperan las aprobaciones regulatorias hacia fines del 2018.

Programa de perforación del 2T2018

A continuación, sigue un resumen de las actividades de perforación programadas para el 2T2018:

	Prospecto/Pozo^a	País	Bloque	Participación	Tipo
1	Tigana Sur Oeste 4	Colombia	Llanos 34	45%	Desarrollo
2	Tigana Sur Oeste 5 ^b	Colombia	Llanos 34	45%	Desarrollo
3	Tigana Sur Oeste 6	Colombia	Llanos 34	45%	Desarrollo
4	Tigana Sur Oeste 8	Colombia	Llanos 34	45%	Desarrollo
5	Tigana Norte 8	Colombia	Llanos 34	45%	Desarrollo
6	Tigana Norte 9 ^b	Colombia	Llanos 34	45%	Avanzada
7	Jacana 21 ^b	Colombia	Llanos 34	45%	Desarrollo
8	Jacana 22	Colombia	Llanos 34	45%	Desarrollo
9	Chachalaca Sur 1 ^b	Colombia	Llanos 34	45%	Exploración
10	Tigui 1	Colombia	Llanos 34	45%	Exploración
11	Yaguasito 1	Colombia	Acres de exploración en Tiple	85%	Exploración
12	Rio Grande Este	Argentina	CN-V	50%	Exploración

- a) La información incluida en la tabla precedente se encuentra sujeta a cambios y también puede estar sujeta a aprobaciones regulatorias o de socios.
- b) Se comenzó la perforación en el 1T2018 con testeo previsto para el 2T2018

Reconsideración del Programa de Trabajo 2018 para acelerar el crecimiento de producción y generación de *cash flow*

Dado el crecimiento sostenido en los precios de petróleo Brent y mejoras en el desempeño en los últimos cuatro meses, GeoPark está trabajando actualmente para expandir su programa de trabajo para el resto del 2018 a fin de acelerar los objetivos de producción y *cash flows* para el año. Próximamente se realizará revisión en gastos de capital y lineamiento de producción.

Para mayor información, comunicarse con:

INVERSORES:

Stacy Steimel – Shareholder Value Director ssteimel@geo-park.com
Santiago, Chile
T: +562 2242 9600

MEDIOS:

Jared Levy – Sard Verbinnen & Co jlevy@sardverb.com
New York, USA
T: +1 (212) 687-8080

Kelsey Markovich – Sard Verbinnen & Co kmarkovich@sardverb.com
New York, USA
T: +1 (212) 687-8080

AVISO

Para mayor información sobre GeoPark, visitar la sección "Apoyo al Inversor" del sitio web www.geo-park.com.

Redondeo de montos y porcentajes: Algunas cantidades y porcentajes incluidos en este comunicado han sido redondeados para facilitar su presentación. Los porcentajes incluidos en el presente comunicado no se han calculado en todos los casos en base a dichas cifras redondeadas, sino sobre la base de las cantidades antes del redondeo. Por esta razón, algunos valores porcentuales en este comunicado de prensa pueden variar de los obtenidos al realizar los mismos cálculos utilizando las cifras de los estados financieros. Además, es posible que otras cantidades que aparecen en este comunicado no sumen debido al redondeo.

DECLARACIONES PREVENTIVAS RELACIONADAS CON INFORMACIÓN PROSPECTIVA

Este comunicado de prensa contiene declaraciones que constituyen información prospectiva. Muchas de las declaraciones prospectivas contenidas en este comunicado pueden ser identificadas por el uso de términos tales como "anticipar", "creer", "podría", "esperar", "debería", "planear", "tener la intención", "estimar" y "potencial", entre otras.

Las declaraciones prospectivas que aparecen en varios lugares de este comunicado de prensa incluyen, entre otras, declaraciones con respecto a la intención, creencia o expectativas actuales, con respecto a distintos asuntos, incluyendo el crecimiento esperado de la producción para el año 2018, el cronograma esperado, la recuperación económica, el período del retorno de la inversión, la tasa interna de retorno (IRR), las actividades de perforación, la demanda para el gas y el petróleo, el plan de gastos de capital, aprobaciones regulatorias, reservas y recursos exploratorios. Las declaraciones prospectivas se basan en las creencias y suposiciones de la administración y en la información actualmente disponible con la que cuenta. Dichas declaraciones están sujetas a riesgos e incertidumbres, y los resultados reales pueden diferir significativamente de los expresados o implícitos en las declaraciones prospectivas debido a distintos factores. Las cifras de producción de petróleo y gas incluidas en este comunicado están declaradas antes del efecto de las regalías pagadas en especie, consumo y pérdidas, excepto cuando se especifica.

Las declaraciones prospectivas se refieren únicamente a la fecha en que se hacen y la Compañía no asume ninguna obligación de actualizarlas a la luz de nueva información o desarrollos futuros ni de publicar revisiones de estas declaraciones para reflejar hechos o circunstancias posteriores, ni acontecimientos imprevistos. Para un análisis de los riesgos que la Compañía enfrenta, que podrían afectar la realización de las presentes declaraciones, se pueden consultar las presentaciones realizadas ante la Comisión de Valores de Estados Unidos.

Se advierte a los lectores que los recursos de exploración revelados en este comunicado de prensa no son necesariamente indicativos del desempeño a largo plazo o de la recuperación final. Los recursos potenciales sin riesgo no obstaculizan el cambio del desarrollo o la posibilidad de descubrimiento. Si se hace un descubrimiento, no hay certeza de que será desarrollado o, si se desarrolla, no hay certeza en cuanto al momento de tal desarrollo. No hay certeza de que alguna parte de los Recursos Prospectivos será descubierta. Si se descubre, no hay certeza de que será comercialmente viable para producir alguna porción de los recursos. Los volúmenes de Recursos Prospectivos se presentan sin riesgos.