



GEPARK

PARA DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEPARK ANUNCIA LOS RESULTADOS OPERACIONALES CORRESPONDIENTES AL SEGUNDO TRIMESTRE 2017

CRECIMIENTO DE RESERVAS Y PRODUCCION IMPULSADO POR EL ÉXITO EN LAS PERFORACIONES DE EXPLORACIÓN, EVALUACIÓN Y DESARROLLO

Santiago, Chile –13 de julio de 2017 - GeoPark Limited ("GeoPark" o la "Compañía") (NYSE: "GPRK"), empresa latinoamericana líder e independiente de exploración, operación y consolidación de petróleo y de gas con operaciones y plataformas de crecimiento en Colombia, Chile, Brasil, Argentina y Perú, anunció hoy los resultados operacionales correspondientes al trimestre finalizado el 30 de junio de 2017 ("2T2017").

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

Resultados trimestrales más destacados

La producción de petróleo y de gas creció un 24%

- La producción consolidada de petróleo y gas creció un 24% a 26.123 boepd (4% más comparado con el 1T2017)
- La producción de petróleo creció un 41% a 21.930 bopd (7% más comparado con el 1T2017)
- La producción de petróleo en Colombia aumentó un 49% a 20.951 (9% más comparado con el 1T2017)
- La producción de gas disminuyó un 25% a 25,2 mmcfpd
- La producción actual está por encima de los 28.000 boepd
- El target de salida de producción de 2017 es de +30.000 boepd y el target de producción promedio anual de 2017 de 26.500 a 27.500 boepd.

Éxito en la exploración, extensión de yacimientos y crecimiento de valor en Colombia

En el Bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con el 45% WI):

- Descubrimiento del nuevo yacimiento petrolífero Jacamar, situado en tren de falla sudeste de los yacimientos Tigana/ Jacana.
- Extensión del yacimiento petrolífero Jacana y pozo de avanzada Jacana Sur 2 expandiendo exitosamente los límites noroestes.
- Pozo de avanzada Jacana 8 produciendo desde la formación Mirador y adicionó nuevas reservas a la formación Guadalupe inferior.
- Nueva producción bruta agregada de aproximadamente 5.700 bopd

Perforación y testeo en progreso en Chile y Argentina

- Se espera que el pozo de desarrollo de gas Kimiri Aike 4 perforado en el 2T2017 se ponga en producción en el 3T2017 en el Bloque Fell en Chile (operado por GeoPark con el 100% WI).
- El pozo exploratorio de petróleo Rio Grande Oeste 1 perforado en el Bloque CN-V en Argentina durante el 2T2017 se estima será testeado en el 3T2017 (operado por GeoPark con el 50%).

Catalizadores Operacionales para el 3T2017

Colombia:

- Delineación continua del complejo en expansión Tigana/ Jacana con la perforación de cinco pozos de avanzada.
- Se está perforando actualmente el pozo exploratorio Curucucu 1, situado al noroeste del yacimiento petrolífero Jacamar recientemente descubierto en el Bloque Llanos 34.

Chile:

- Pozo de desarrollo Aché 3 en el Bloque Fell
- Prospecto de gas superficial Uaken localizado en el Bloque Fell

Argentina:

- Testeo del pozo exploratorio Rio Grande Oeste 1 en el Bloque CN-V y prospectos localizados en bloques Sierra del Nevado y Puelén (no operado por GeoPark, con un 18% WI)

Desglose de la Producción Trimestral por País

La siguiente tabla muestra las cifras de producción para el 2T2017, comparado con el 2T2016:

	Total (boepd)	2T2017 Petróleo (bopd)^a	Gas (mcfpd)	2T2016 Total (boepd)	% Cambio
Colombia	21.015	20.951	384	14.084	49%
Chile	2.450	941	9.054	4.118	-41%
Brasil	2.658	38	15.720	2.941	-10%
Total	26.123	21.930	25.158	21.143	24%

- a) Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia para 781 bopd aproximadamente en el 2T2017. No se pagaron regalías en especie sobre las operaciones en Chile y Brasil

Evolución de la Producción Trimestral

(boepd)	2T2016	3T2016	1T2017	1T2017	2T2017
Colombia	14.084	15.678	17.535	19.330	21.015
Chile	4.118	3.756	3.523	3.351	2.450
Brasil	2.941	2.636	2.535	2.499	2.658
Total	21.143	22.070	23.593	25.180	26.123
Oil	15.530	16.942	18.798	20.487	21.930
Gas	5.613	5.128	4.795	4.693	4.193

Actualización de Producción de Petróleo y Gas

Consolidado:

Un significativo crecimiento de producción de petróleo del 49% en Colombia aumentó la producción consolidada de petróleo y gas a 26.123 boepd en el 2T2017 de 21.143 boepd en el 2T2016. El aumento se debió principalmente a la nueva producción de los yacimientos petrolíferos Tigana/ Jacana con 6 nuevos pozos puestos en producción durante 2T2017.

En una base consolidada, fue compensado por una menor producción de gas en Chile debido a una interrupción de compras de gas de la planta de metanol del comprador, y en Brasil, debido a un menor consumo de gas en la región noreste y mantenimiento de planta.

El petróleo aumento en el mix de producción a un 84% de la producción total reportada en 2T2017 (vs. 73% en 2T2016 y 81% en 1T2017), resultado de la campaña de perforación exitosa en el Bloque Llanos 34 y menor producción de gas en Chile y Brasil.

Colombia:

La producción neta promedio en Colombia aumentó a 21.015 boepd durante 2T2017, comparado con los 14.084 boepd en 2T2016, atribuido principalmente al éxito de exploración, evaluación y desarrollo de los yacimientos petrolíferos Tigana/Jacana en el Bloque Llanos 34, representando el 95% de la producción de GeoPark en Colombia en el 2T2017.

La campaña de perforación del 2T2017 en el Bloque Llanos 34 continuó arrojando los siguientes resultados positivos:

- El pozo exploratorio Jacamar 1 fue perforado exitosamente, explorando un tren de falla sudeste de los yacimientos petrolíferos Tigana/ Jacana. El pozo se encuentra produciendo actualmente desde la formación Guadalupe. Muestras de petróleo durante la perforación y análisis petrofísico también indican el potencial de producción de hidrocarburos en las formaciones Mirador Superior y Gacheta Inferior.
- El pozo de avanzada Jacana Sur 2 fue completado y puesto en producción en el 2T2017 extendiendo los límites noroestes del yacimiento petrolífero Jacana.
- El pozo de avanzada Jacana 8 fue completado y puesto en producción en el 2T2017 desde un canal arenoso en la formación Mirador, que no había producido petróleo previamente en el yacimiento petrolífero Jacana. La formación Guadalupe inferior también se testeó y se encontró petróleo en un área que no tenía reservas asignadas anteriormente.
- Se pusieron en producción los pozos de desarrollo Jacana 7, Jacana Sur 1 y Tigana Sur 5 en el 2T2017.

Para un resumen de las actividades de perforación en el próximo trimestre, remitirse a la tabla del Programa de Perforación para el 3T2017, que se incluye a continuación.

Chile:

La producción promedio neta de petróleo y de gas en Chile cayó un 41% a 2.450 boepd en el 2T2017 comparado con los 4.118 boepd en 2T2016 debido a una interrupción temporal en compras de gas del comprador durante mayo y junio de 2017. El mix de producción resultante durante 2T2017 fue del 62% de gas y del 38% de petróleo (vs. 64% gas y 36% petróleo en 2T2016). El Bloque Fell representó el 98% de la producción de GeoPark en Chile. A la fecha de este comunicado, las entregas de gas han sido restauradas y la producción actual en Chile es de aproximadamente 3.100 boepd.

Durante 2T2017, GeoPark reinició las actividades de perforación en Chile por primera vez en 15 meses, para desarrollar y producir su reserva base 2P existente y focalizar en la producción de gas. El pozo de desarrollo Kimiri Aike 4 fue perforado a una profundidad total de 10.180 pies y probado en la formación Springhill durante junio 2017 a una tasa de aproximadamente 900 mcfpd. Se requiere mayor historial de producción para determinar las tasas de flujo estabilizadas del pozo. Se están diseñando actualmente las facilidades de superficie y se espera que el pozo se ponga en producción durante 3T2017. El pozo fue perforado con un costo de perforación y terminación de \$ 1.9 millones, una reducción de aproximadamente 40% del promedio 2014-2015 de los costos de perforación y terminación en Chile.

Durante el 3T2017, GeoPark continuará apuntando a proyectos de gas en el Bloque Fell con el pozo de desarrollo Aché 3, que se está perforando actualmente, seguido del pozo exploratorio Uaken 1.

Brasil:

La producción neta promedio de petróleo y de gas en Brasil disminuyó un 10% a 2.658 boepd en 2T2017 comparado con los 2.941 boepd en 2T2016. Esto se debió fundamentalmente al menor consumo de gas de las industrias brasileñas. Además de la menor demanda de gas, el operador del yacimiento Manati, Petrobras, está realizando actualmente mantenimiento en la plataforma, afectando parcialmente la capacidad de producción total del yacimiento desde mayo de 2017. Se espera que se recupere la capacidad de producción durante el 3T2017.

El yacimiento Manati (no-operado con 10% WI) representó 100% de la producción de GeoPark en Brasil. A la fecha de este comunicado, la demanda de gas ha aumentado y la producción actual es de 3.200 boepd aproximadamente.

Argentina:

GeoPark perforó un nuevo proyecto en la prolífera Cuenca Neuquina durante el 2T2017 con un pozo exploratorio. El pozo exploratorio Rio Grande Oeste 1 fue perforado en el 2T2017 a una profundidad total de 5.500 pies y se espera que sea completado y testeado en agosto 2017 en la formación Grupo Neuquén. El pozo está situado en el Bloque CN-V, donde GeoPark adquirió el 50% de interés en 2015 a través de una sociedad con Wintershall (subsidiaria de BASF).

El Bloque CN-V cubre un área de 117.000 acres en la Cuenca Neuquina de la Provincia de Mendoza, con cobertura de sísmica 3D de 180 km² y se encuentra aledaño al yacimiento petrolífero Loma Alta Sur operado por YPF. Se ha delineado un prospecto de petróleo adicional adyacente al Rio Grande Oeste. El Bloque CN-V tiene también un potencial de crecimiento en el *play* no convencional de Vaca Muerta.

Durante el 3T2017, GeoPark también perforará prospectos de exploración superficiales de petróleo pesado en los bloques Sierra del Nevado y Puelén en la cuenca Neuquina. El Bloque Puelén está situado al norte del yacimiento petrolífero productivo El Corcobo, operado por Pluspetrol, y Sierra del Nevado está situado al este del yacimiento petrolífero Llanocanelo, operado por YPF.

Programa de Perforación para el 3T2017

A continuación, sigue un resumen de actividades de perforación programadas para el 3T2017 con gastos de capital netos totales estimados en \$30-35 millones (costos de perforación y terminación \$17-20 millones más facilidades y otros costos de \$13-15 millones).

	Prospecto/Pozo^a	País	Bloque	WI	Tipo
1	Curucucu 1	Colombia	Llanos 34	45%	Exploratorio
2	Jacana 10	Colombia	Llanos 34	45%	De avanzada
3	Jacana 12	Colombia	Llanos 34	45%	De avanzada
4	Jacana 13	Colombia	Llanos 34	45%	De avanzada
5	Tigana Norte 2	Colombia	Llanos 34	45%	Desarrollo
6	Tigana Norte 3	Colombia	Llanos 34	45%	De avanzada
7	Tigana Norte 4	Colombia	Llanos 34	45%	De avanzada
8	Uaken 1	Chile	Fell	100%	Exploratorio
9	Aché 3	Chile	Fell	100%	Desarrollo
10	Sierra del Nevado 1	Argentina	Sierra del Nevado	18% (No-op)	Exploratorio
11	Sierra del Nevado 2	Argentina	Sierra del Nevado	18% (No-op)	Exploratorio
12	Sierra del Nevado 3	Argentina	Sierra del Nevado	18% (No-op)	Exploratorio
13	Puelén 1	Argentina	Puelén	18% (No-op)	Exploratorio

a) La información incluida en esta tabla está sujeta a cambios y a aprobación regulatoria.

Para más información por favor contáctese con:

INVERSORES:

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

Dolores Santamarina – Investor Manager dsantamarina@geo-park.com
Buenos Aires, Argentina
T: +5411 4312 9400

MEDIOS:

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

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

AVISO

Para más información sobre GeoPark, por favor visite la sección "Apoyo al Inversor" en el sitio web www.geopark.com.

Redondeo de montos y porcentajes: Ciertos montos y porcentajes incluidos en esta gacetilla de prensa fueron redondeados para facilitar la presentación. Las cifras porcentuales incluidas en esta gacetilla no han sido – en todos los casos- calculadas sobre la base de dichas cifras redondeadas sino en cambio, sobre la base de esos montos previos al redondeo. Por este motivo, ciertos montos porcentuales en la presente gacetilla pueden variar respecto de aquellos montos obtenidos mediante los mismos cálculos usando las cifras de los estados contables. Además, es posible que otros montos reflejados en la gacetilla no sumen debido al redondeo.

ADVERTENCIAS ACERCA DE LA INFORMACIÓN PROSPECTIVA

La presente gacetilla de prensa contiene declaraciones que constituyen "declaraciones prospectivas". Muchas de las declaraciones prospectivas en esta gacetilla de prensa pueden identificarse por el uso de palabras como: anticipar, creer, poder, esperar, debería, planificación, intentar, voluntad de, estimación y probabilidad, entre otras.

Las declaraciones prospectivas que aparecen en varios párrafos de la presente gacetilla de prensa incluyen, pero no se limitan a declaraciones respecto a la intención, convicción o expectativas actuales, sobre diversos asuntos, como por ejemplo la producción esperada para 2017, cronograma, recuperación económica, *payback*, IRR, actividades de perforación, demanda de petróleo y de gas y el plan de inversiones en bienes de capital. Las declaraciones prospectivas se basan en las creencias y valores de la Gerencia, y en la información actualmente disponible para ésta. Tales declaraciones se encuentran sujetas a riesgos e incertidumbres, y los resultados reales pueden diferir sustancialmente de aquellos expresados o implícitos en las declaraciones prospectivas debido a diversos factores.

Las declaraciones prospectivas solo son válidas a partir de la fecha en que son formuladas, y la Compañía no asume obligación alguna de actualizarlas - en base a información nueva o a los desarrollos futuros - de divulgar revisiones de estas declaraciones a fin de reflejar hechos o circunstancias posteriores, o de reflejar la ocurrencia de hechos no anticipados. Para el debate de los riesgos que enfrenta la Compañía y que pueden afectar si estas declaraciones prospectivas se hacen realidad, por favor referirse a las presentaciones ante la Comisión de Valores de los EE.UU. (SEC, por sus siglas en inglés).

Las cifras de producción de petróleo y de gas incluidas en esta gacetilla se expresan antes del efecto de las regalías pagadas en especie, consumo y pérdidas, salvo que se especifique.

Se advierte a los lectores que los recursos exploratorios 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 recursos. Los volúmenes de Recursos Prospectivos se presentan sin riesgos.