



GEOPARK

PARA DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK ANUNCIA LOS RESULTADOS OPERACIONALES CORRESPONDIENTES AL TERCER TRIMESTRE 2017

PRODUCCIÓN RÉCORD, DESCUBRIMIENTOS DE NUEVOS YACIMIENTOS DE PETRÓLEO, Y AMPLIACIÓN DE LA SUPERFICIE EN ACRES

Santiago, Chile – 12 de octubre, 2017 - GeoPark Limited (en adelante denominada “GeoPark” o la “Compañía”) (NYSE: “GPRK”), la compañía latinoamericana independiente líder en exploración, operación y consolidación de gas y petróleo 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 septiembre, 2017 (en adelante denominado “3T2017”).

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

Puntos destacados del tercer trimestre

28% de aumento en la producción de gas y petróleo

- La producción consolidada de gas y petróleo aumentó un 28% llegando a 28.325 boepd (un 8% más comparado con el 2T2017).
- La producción de petróleo aumentó un 37% llegando a 23.237 bopd (un 6% más comparado con el 2T2017).
- La producción de petróleo de Colombia aumentó un 43% alcanzando los 22.301 (un 6% más comparado con el 2T2017).
- La producción de gas disminuyó un 1% a 30,5 mmcfpd (un 21% más comparado con el 2T2017).
- La producción actual excede los 29.000 boepd con una meta de producción de salida al finalizar el año de 30.000+ boepd sobre el objetivo y la producción anual promedio de 2017 cerca del límite superior del rango, 26.500 – 27.500.

El éxito de perforación en Colombia impulsa la producción bruta a más de 50.000 bopd

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

- Con el pozo de exploración Curucucu 1 se descubrió un nuevo yacimiento de petróleo y actualmente produce 1.600 bopd;
- el pozo de avanzada Jacana 12 se perforó con éxito y actualmente produce 3.100 bopd;
- el pozo de desarrollo Tigana Norte 2 se perforó con éxito y actualmente produce 2.000 bopd;
- el pozo de avanzada Jacana 10 se perforó con éxito y actualmente produce 900 bopd;
- los pozos de avanzada Jacana 13 y 17 se perforaron y se completaron con pruebas planeadas para el cuarto trimestre;
- los nuevos pozos perforados están produciendo más de 7.500 bopd en bruto.

Éxito en perforación y descubrimiento de un nuevo yacimiento petrolífero en Argentina

- Bloque CN-V (operado por GeoPark y con un 50% WI): con el pozo de exploración Rio Grande Oeste 1 se descubrió un nuevo yacimiento petrolífero y se inician pruebas a largo plazo.
- Bloque Puelen (no operado por GeoPark pero con un 18% de WI): se perforaron tres pozos de exploración poco profundos; dos pozos se completarán y se probarán en el cuarto trimestre.

Se agregaron acres en Brasil a la plataforma latinoamericana de activos con alto potencial de bajo costo

- Durante la ronda 14, se licitó y fue adjudicado un nuevo y atractivo bloque en la Cuenca *onshore* Potiguar que cuadra con otras propiedades de GeoPark.
- Compromiso total (bonus más programa de trabajo) de menos de USD 500.000.

Bono 2020 refinanciado a un costo menor, con vencimiento extendido y monto aumentado

- Balance fortalecido con colocación exitosa de USD 425 millones de Bonos bajo la Regulación S y la Regla 144 A, con vencimiento en septiembre 2024 con cupón del 6,5%.
- Los fondos se utilizaron para pagar sustancialmente todas las deudas financieras existentes, para brindar flexibilidad financiera y para fines generales corporativos.
- La demanda fue 4 veces superior con inversores de primera línea y alta calidad.

Catalizadores en el 4T2017

Colombia:

- Continúa la delineación de la ampliación del complejo Tigana/Jacana con un centro en los yacimientos petrolíferos Tigana del norte y Jacana del sur, y del área entre Tigana y Jacana: dos pozos ya perforados para ser probados, dos nuevos pozos de evaluación para seguir probando fronteras del yacimiento, y dos nuevos pozos de desarrollo para aumentar la producción.

Argentina:

- Comenzó la producción con pruebas a largo plazo en el yacimiento petrolífero Rio Grande Oeste en el bloque CN-V.
- Comenzó la perforación de exploración en el bloque Sierra del Nevado (no operado por GeoPark pero con una participación en la explotación del 18%) en la Cuenca Neuquén.

Brasil:

- Perforación de exploración en el bloque POT-T-747 (operado por GeoPark y con un 70% WI) en la Cuenca Potiguar.

Nuevas coberturas ofrecen un piso del precio del petróleo de USD 50 - 52/barril en 2018

- Precio Brent mínimo asegurado de USD 50/barril y USD 52/barril para 11.000 bopd y 8.000 bopd en el 1T2018 y el 2T2018, respectivamente.
- Nuevos volúmenes complementan la producción cubierta existente de 12.000 bopd en diciembre 2017 con un precio Brent mínimo de USD 50 - 51/barril.

Detalle de la producción trimestral por país

La siguiente tabla muestra las cifras de producción para el 3T2017, en comparación con el 3T2016:

	Total (boepd)	3T2017 Petróleo (bopd) ^a	Gas (mcfpd)	3T2016 Total (boepd)	% cambio
Colombia	22.367	22.301	396	15.678	43%
Chile	2.817	891	11.556	3.756	-25%
Brasil	3.141	45	18.576	2.636	19%
Total	28.325	23.237	30.528	22.070	28%

a) Incluye regalías pagadas en especie en Colombia para 774 bopd aproximadamente en el 3T2017. No se pagaron regalías en especie en Chile ni en Brasil.

Evolución trimestral de la producción

(boepd)	3T2016	4T2016	1T2017	2T2017	3T2017
Colombia	15.678	17.535	19.330	21.015	22.367
Chile	3.756	3.523	3.351	2.450	2.817
Brasil	2.636	2.535	2.499	2.658	3.141
Total	22.070	23.593	25.180	26.123	28.325
Petróleo	16.942	18.798	20.487	21.930	23.237
Gas	5.128	4.795	4.693	4.193	5.088

Actualización de la producción de gas y petróleo

Consolidado:

Crecimiento significativo continuado del 43% de la producción de petróleo en Colombia lo cual hizo aumentar la producción consolidada de gas y petróleo a 28.325 boepd en el 3T2017 comparado con los 22.070 boepd en el 3T2016. El aumento se atribuyó principalmente a la nueva producción de los yacimientos petrolíferos Tigana/Jacana con cuatro nuevos pozos puestos en producción más el descubrimiento del yacimiento petrolífero Curucucu. La producción de los pozos Jacana 12 y Tigana Norte 2 se iniciaron recién en la segunda mitad del mes de septiembre. Sobre una base consolidada, la producción de gas en Chile y en Brasil aumentó un 22% en comparación con el trimestre anterior.

El petróleo representó el 82% de la producción total informada en el 3T2017 (en comparación con 77% en el 3T2016 y 84% en el 2T2017) derivado de la exitosa campaña de perforación en el bloque Llanos 34 y de un nivel recuperado de la producción de gas en Chile y en Brasil.

Colombia:

La producción neta promedio en Colombia creció un 43% a 22.367 boepd en el 3T2017 comparada con los 15.678 boepd en el 3T2016; esto se atribuye principalmente al éxito de la perforación de desarrollo, exploración y evaluación en el complejo del yacimiento petrolífero Tigana/Jacana en el bloque Llanos 34, lo cual representó el 95% de la producción colombiana de GeoPark en el 3T2017.

La campaña de perforación del 3T2017 en el bloque Llanos 34 continuó dando resultados positivos, a saber:

- se perforó con éxito el pozo de exploración Curucucu 1 para explorar una nueva dirección de la falla adyacente al yacimiento petrolífero Jacamar. Actualmente, el pozo está produciendo 1.600 bopd;
- se perforó el pozo de evaluación Jacana 12 a una profundidad total de 11.508 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 3.100 bopd de 15,8 grados API, con un corte de agua de menos del 0,1%, a través de un reductor (*choke*) de 64/64 pulgadas y una presión en boca de pozo de 45 libras por pulgada cuadrada. Se requerirá un mayor historial de producción para determinar las tasas de flujo estabilizado del pozo. El pozo Jacana 12 se perforó a una ubicación de fondo de cerca de 1.300 metros al sur del pozo de evaluación Jacana 11;
- se perforó el pozo Tigana Norte 2 a una profundidad total de 11.154 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 1.980 bopd de 14,7 grados API, con un corte de agua de menos del 0,1%, a través de un reductor de 70/64 pulgadas y una presión en boca de pozo de 80 libras por pulgada cuadrada. Se requerirá un mayor historial de producción para determinar las tasas de flujo estabilizado del pozo;
- se perforó y se completó con éxito el pozo de evaluación Jacana 10 para probar los límites norte del yacimiento petrolífero Jacana. Su producción actual es de 900 bopd.
- se perforaron y se entubaron los pozos de evaluación Jacana 13 y 17 y la información preliminar de perfiles indicó la presencia de hidrocarburos en la formación Guadalupe en ambos pozos, los cuales serán probados en el cuarto trimestre.

Para conocer un resumen de las próximas actividades de perforación, véase la sección "Programa de Perforación del 4T2017" que figura más adelante.

Chile:

La producción neta promedio de gas y petróleo en Chile disminuyó un 25% a 2.817 boepd en el 3T2017 en comparación con los 3.756 boepd del 3T2016 debido al deterioro natural en los yacimientos. La mezcla de producción resultante para el 3T2017 fue 68% de gas y 32% de petróleo (en comparación con 66% de gas y 34% de petróleo en el 3T2016). El bloque Fell representó el 98% de la producción de GeoPark en Chile.

Se perforó el pozo de exploración Uaken 1 a una profundidad total de 3.600 pies, con objetivo en un prospecto de gas en la formación El Salto en el bloque Fell (operado por GeoPark con un 100% de participación en la explotación). La información preliminar de perfiles indicó gas en las zonas altas y bajas de la formación. Actualmente, GeoPark está a la espera de las aprobaciones regulatorias habituales para llevar a cabo actividades de prueba, las cuales se esperan para el cuarto trimestre.

Brasil:

La producción neta promedio en el yacimiento de gas Manatí (no operado por GeoPark pero con una participación de explotación del 10%) mejoró un 19% a 3.141 boepd en el 3T2017 comparada con los 2.636 boepd del 3T2016. La demanda industrial de gas en Brasil se recuperó en el tercer trimestre, lo cual hizo aumentar la producción en comparación con el segundo trimestre.

En la Ronda 14 de Licitación de Brasil, se le adjudicó a GeoPark un nuevo y atractivo bloque de exploración. El bloque POT-T.785 cubre un área de 7.875 acres en la Cuenca Potiguar, rodeado de yacimientos productivos operados por Petrobras, en donde el equipo técnico de GeoPark ha identificado tres *leads*. GeoPark se comprometió a invertir cerca de USD 500.000, incluyendo compromisos de programa de trabajo y bonus, durante el primer período de exploración que finaliza en diciembre 2020. Potiguar es una cuenca probada madura que ha tenido una significativa actividad de gas y petróleo durante los últimos 50 años con más de 70 yacimientos de gas y de petróleo actualmente en producción.

Argentina:

Durante el 3T2017, GeoPark anunció el descubrimiento del yacimiento petrolífero Rio Grande Oeste en el bloque CN-V en la Cuenca Neuquén. El pozo de exploración Rio Grande Oeste 1 mostró una producción potencial neta de 400 pies y 300 bopd brutos probados exitosamente. GeoPark construyó instalaciones de producción en forma anticipada a fin de comenzar con la producción en una prueba a largo plazo durante el cuarto trimestre.

También en el 3T2017, se perforaron tres pozos de exploración en el bloque Puelen, dos de los cuales se espera que estén completos y probados por el operador, Pluspetrol, en el cuarto trimestre. También se espera para ese trimestre una nueva perforación de exploración en el bloque Sierra del Nevado (no operado por GeoPark pero con una participación de explotación del 18%).

Los bloques Puelen y Sierra del Nevado se encuentran en la Cuenca Neuquén. El bloque Puelen se ubica al norte del yacimiento petrolífero productivo El Corcobo, operado por Pluspetrol, y el bloque Sierra del Nevado se ubica al este del yacimiento de petróleo Llanquihue, operado por YPF.

Programa de perforación del 4T2017

A continuación sigue un resumen de las actividades de perforación programadas para el 4T2017 con gastos de capital netos totales estimados de USD 20-30 millones (costos de perforación y finalización de USD 10-15 millones más instalaciones y otros costos de USD 10-15 millones).

	Prospecto/Pozo^a	País	Bloque	Part. en la explotación	Tipo
1	Tigana Sur Oeste 3	Colombia	Llanos 34	45%	Desarrollo
2	Tigana Sur Oeste 7	Colombia	Llanos 34	45%	Avanzada
3	Jacana 13 ^b	Colombia	Llanos 34	45%	Avanzada
4	Jacana 17 ^b	Colombia	Llanos 34	45%	Avanzada
5	Tigana Norte 3	Colombia	Llanos 34	45%	Desarrollo
6	Tigana Norte 4	Colombia	Llanos 34	45%	Avanzada
7	Sierra del Nevado 1	Argentina	Sierra del Nevado	18% (No operado)	Exploración
8	Sierra del Nevado 2	Argentina	Sierra del Nevado	18% (No operado)	Exploración
9	Sierra del Nevado 3	Argentina	Sierra del Nevado	18% (No operado)	Exploración
10	Sierra del Nevado 4	Argentina	Sierra del Nevado	18% (No operado)	Exploración
11	JET	Brasil	POT-T-747	70% ^c	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) Perforado en el 3T2017 con pruebas planeadas para el cuarto trimestre.

c) Un 30% de participación en la explotación de socios propuestos está sujeto a la aprobación de la Agencia Nacional del Petróleo (ANP).

OTRAS NOTICIAS / HECHOS RECIENTES

Fechas informativas sobre publicación de los resultados del 3T2017, conferencia telefónica y programa de trabajo y pautas para la inversión para el año 2018

GeoPark informará sus resultados financieros del 3T2017 el miércoles 15 de noviembre, 2017 después del cierre del mercado.

Junto con el comunicado de prensa en el cual se darán a conocer los resultados del 3T2017, la gerencia de GeoPark tendrá una conferencia telefónica el jueves 16 de noviembre, 2017 a las 10 de la mañana (hora del este de Estados Unidos) a fin de tratar los resultados financieros del 3T2017 como así también el programa de trabajo y las pautas de inversión para el año 2018.

Para escuchar la conferencia, los participantes pueden acceder al *webcast* (difusión por Internet) ubicado en la sección Apoyo al Inversor (*Investor Support*) de la página Web de la Compañía (www.geo-park.com).

Los interesados pueden participar en la conferencia telefónica llamando a los números que figuran a continuación:

Participantes de Estados Unidos: 866-547-1509
Participantes Internacionales: +1 920-663-6208
Código de entrada: 99494005

Se debe considerar un tiempo extra previo a la llamada para visitar la página Web y descargar cualquier software de *streaming media* que se pueda requerir escuchar en la *webcast*.

Después de concluir la llamada en vivo, se subirá un archivo de la reproducción de la *webcast* en la sección *Investor Support* de la página Web de la Compañía (www.geo-park.com).

Para mayor información, comunicarse con:

INVERSORES:

Stacy Steimel – Directora de Valor para Accionistas
Santiago, Chile
T: +562 2242 9600
ssteimel@geo-park.com

MEDIOS:

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

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

AVISO

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

Redondeo de cantidades 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 2017, el cronograma esperado, la recuperación económica, el período del retorno de la inversión, la tasa interna de rendimiento (IRR), las actividades de perforación, la demanda para el gas y el petróleo y el plan de gastos de capital. 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 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.

Las cifras de producción de gas y petróleo incluidas en este comunicado están declaradas antes del efecto de las regalías pagadas en especie, consumo y pérdidas, excepto cuando se especifica.

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.