



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK INFORMA LOS RESULTADOS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2017

MAYOR PRODUCCION DUPLICA EL EBITDA OBTENCION DE FINANCIACION Y ADQUISICION DE NUEVOS ACTIVOS

Bogotá, Colombia – 15 de noviembre de 2017 - 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, Chile, Brasil, Argentina y Perú, informa hoy sus resultados financieros consolidados correspondientes al trimestre finalizado el 30 de septiembre de 2017 (en adelante denominado "3T2017").

Para analizar los resultados financieros del 3T2017 se realizará una conferencia telefónica el día 16 de noviembre de 2017 a las 10 de la mañana (hora del Este).

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. Las definiciones y terminología utilizada aquí se incluyen en el Glosario al final del documento. Este comunicado no contiene toda la información financiera de la Compañía. Como resultado de ello, la misma debería leerse juntamente con los estados contables y las notas de los estados contables para el período finalizado el 30 de septiembre de 2017, disponible en el sitio web de la Compañía

PUNTOS DESTACADOS DEL TERCER TRIMESTRE 2017

Resultados Operativos:

28% de aumento en la producción de petróleo y gas

- La producción consolidada de petróleo y gas aumentó un 28% llegando a 28.325 boepd (un 8% más comparado con el 2T2017).
- La producción actual total es de más de 30.000 boepd (excede la meta de salida de producción del año)
- 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 bopd (un 6% más comparado con el 2T2017). La producción bruta de Colombia está por encima de los 51.000 bopd, lo que convierte a GeoPark en la tercera operadora más importante de petróleo y gas de ese país.

Resultados de perforación exitosos en Colombia

En el bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%)

- Se perforó el pozo de avanzada Tigana Norte 2 para delinear el límite noreste de los yacimientos petroleros Tigana/ Jacana y se encuentra produciendo actualmente 2.700 bopd.
- Se perforó recientemente el pozo de avanzada Tigana Norte 3 fuera del trazado 3P definido en la certificación de reservas de 2016 de DeGolyer and MacNaughton, a una ubicación aproximada de 50 pies abajo del pozo Tigana Norte 1, sin contacto petróleo-agua. Actualmente, el pozo está produciendo 1.700 bopd;
- Se está perforando actualmente el pozo de avanzada Tigana Norte 4 *down dip* Tigana Norte 3, para delinear aún más los límites noreste los yacimientos petroleros Tigana/ Jacana.
- Se perforó el pozo de avanzada Jacana 10 para probar los límites nortes del yacimiento Jacana y se encuentra produciendo actualmente 900 bopd.
- Se perforó el pozo de avanzada Jacana 12 para probar los límites sudestes del yacimiento Jacana y se encuentra produciendo actualmente 2.800 bopd.
- Se perforó el pozo de exploración Curucucu 1 para explorar una nueva dirección de la falla adyacente al este de la falla donde se encuentran los yacimientos Tigana/ Jacana y se encuentra produciendo actualmente 1.100 bopd.

Resultados Financieros:

EBITDA ajustado aumentó un 131%

- Los ingresos aumentaron un 64% llegando a USD 81,9 millones (un 9% más comparado con el 2T2017).
- Los netbacks operativos aumentaron un 47% (USD 7,4 por boe) a USD 23,2 por boe (un 5% más comparado con el 2T2017)
- Los gastos operativos consolidados por boe descendieron un 14% de USD 8,5 por boe a USD 7,3 por boe.
- El EBITDA ajustado aumentó 131% a USD 44,6 millones; el EBITDA ajustado de los últimos doce meses alcanzó los USD 147,5 millones.
- El EBITDA ajustado por boe aumentó un 76% a USD 18,0 por boe (un 13% más comparado con el 2T2017)
- Pérdidas netas de USD 19,1 millones impactadas por costos únicos relacionados con cancelación temprana de Bonos 2020 de USD 17,6 millones.
- La deuda neta con el EBITDA ajustado disminuyó de 4,7x a 1,9x (un 14% menos que el 2T2017)
- Aumento de efectivo y equivalentes de efectivo por USD 71,6 millones a USD 135,2 millones al 30 de septiembre de 2017.

Exitosa transacción de Bonos 2024

- Colocación exitosa de Bonos 2024 por USD 425 millones, con vencimiento en septiembre 2024 con un cupón del 6,5%, balance fortalecido por aumento de fondos, extensión de vencimiento y reducción en el costo de deuda.
- Las ganancias se utilizaron para pagar sustancialmente todas las deudas financieras existentes, para gastos de capital y para fines generales corporativos.
- La transacción fue suscripta por más de 6 veces, con inversores de primera línea e inversores de alta calidad.

Resultados estratégicos:

Adquisición de área de alto potencial de exploración adyacente al bloque Llanos 34

- 85% de participación y operación del Área Tiple adquirida en Colombia de CEPSA Colombia SA
- Un pozo de exploración previsto a perforarse el 1S2018 por una inversión total de USD 7-8 millones.

Nuevo área de bajo costo y alto potencial en Brasil

- Adjudicación de nuevo bloque en la cuenca madura probada onshore Potiguar, cercano a otros bloques de GeoPark.
- Compromiso total (bonus más programa de trabajo) de menos de USD 500.000.

James F. Park, Director Ejecutivo de GeoPark, expresó: "Fue otro trimestre poderoso, con fuertes ganancias estratégicas, financieras, operativas, que continúan el impulso para un cierre exitoso del 2017 y alentadora perspectiva para el 2018. Nuestros equipos hicieron sus trabajos haciendo crecer cada componente de nuestro plan de negocios. La producción continúa creciendo a medida que nuestras perforaciones siguen encontrando petróleo y extienden los límites de nuestras operaciones petroleras claves. Nuestros esfuerzos de reducción de costos e innovación siguen contribuyendo a disminuir los costos operativos y de capital. Nuestro cash flow fue más que duplicado y las métricas financieras claves mostraron mejoras. Agregamos áreas de alto potencial para expandir nuestra cartera de proyectos en Colombia y Brasil y cerramos exitosamente una nueva transacción de bonos proporcionando más fondos, vencimientos más extensos, mayor flexibilidad y menores costos."

RENDIMIENTO OPERATIVO CONSOLIDADO

Indicadores de rendimiento clave:

Indicadores Clave	3T2017	2T2017	3T2016	9M2017	9M2016
Producción de petróleo ^a (bopd)	23.237	21.930	16.942	21.895	16.277
Producción de gas (mcfpd)	30.528	25.158	30.774	27.954	33.810
Producción neta promedio (boepd)	28.325	26.123	22.070	26.554	21.913
Precio de petróleo Brent (USD por bbl)	52,1	51,0	46,9	52,6	43,1
Precio combinado (USD por boe)	33,0	32,2	26,3	32,6	23,6
- Petróleo (USD por bbl)	34,6	33,4	26,9	34,1	23,3
- Gas (USD por mcf)	5,3	5,5	4,5	5,3	4,5
Venta de Petróleo crudo (USD millones)	68,4	64,1	38,4	187,0	95,9
Venta de gas (USD millones)	13,6	11,1	11,5	36,9	36,5
Ingresos (USD millones)	81,9	75,2	49,9	223,8	132,3
Contratos de Gestión de Riesgo de <i>Commodities</i> (USD millones)	-8,3	5,9	-	3,0	-
Costos de producción y operativos ^b (USD millones)	-25,7	-25,3	-19,6	-68,5	-46,4
G&G, G&A ^c y gastos de venta (USD millones)	-12,0	-13,9	-11,3	-36,1	-35,5
EBITDA Ajustado (USD millones)	44,6	37,1	19,4	120,5	51,4
EBITDA Ajustado (USD por boe)	18,0	15,9	10,2	17,6	9,2
<i>Netback</i> operativo (USD por boe)	23,2	22,2	15,8	23,1	14,7
Ganancia (pérdida) (USD millones)	-19,1	-1,1	-21,0	-14,4	-34,7
Inversiones en bienes de capital - CapEx (USD millones)	30,9	25,9	10,1	80,3	24,2
Efectivo y equivalentes de efectivo (USD millones)	135,2	77,0	63,6	135,2	63,6
Deuda financiera a corto plazo (USD millones)	1,9	31,7	32,5	1,9	32,5
Deuda financiera a largo plazo (USD millones)	418,5	314,6	320,4	418,5	320,4
Deuda neta (USD millones)	285,2	269,3	289,3	285,2	289,3

- a) Incluye las regalías gubernamentales pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 774, 781 y 690 bopd del 3T2017, 2T2017 y 3T2016, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Chile ni en Brasil.
- b) Los costos de producción y operativos incluyen los costos operativos y regalías pagadas en efectivo.
- c) Los gastos G&A incluyen USD0,8, USD0,8 y USD0,9 millones para el 3T2017, 2T2017 y 3T2016, respectivamente, de pagos basados en acciones (no en efectivo) que se excluyen del cálculo del EBITDA Ajustado.

Producción: La producción consolidada de petróleo y gas creció un 28% a un récord de 28.325 boepd en el 3T2017 comparado con 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 durante el trimestre.

- Colombia: La producción neta promedio de petróleo y gas aumentó un 43% a 22.367 boepd en el 3T2017 en comparación con los 15.678 boepd del 3T2016 debido al desarrollo de perforación y exploración continuamente exitoso en el bloque Llanos 34.
- Chile: La producción neta promedio de petróleo y gas 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.
- Brasil: La producción de gas neta promedio creció un 19% a 3.141 boepd en el 3T2017 comparado con 2.636 boepd en el 3T2016. La demanda industrial de gas en Brasil se recuperó en el tercer trimestre.

El peso del crudo en la mezcla de producción representó un 82% en el 3T2017 (vs. 77% en 3T2016) debido a la exitosa campaña de perforación en el bloque Llanos 34.

Actividad reciente:

Colombia

- Adquisición del 85% de participación y operación del Área Tiple (adyacente al bloque Llanos 34) de CEPSA Colombia SA

En el bloque Llanos 34:

- Se perforó exitosamente el pozo de avanzada Tigana Norte 3 fuera del trazado 3P definido en la certificación de reservas de 2016 de D&M, a una ubicación aproximada de 50 pies abajo del pozo Tigana Norte 1 (la última menor elevación de petróleo conocida) sin contacto petróleo-agua. Actualmente, el pozo está produciendo 1.700 bopd.
- Se está perforando actualmente el pozo de avanzada Tigana Norte 4, para delinear aún más los límites noreste de los yacimientos petroleros Tigana/ Jacana. Se perforó el pozo Tigana Norte 4 fuera del trazado 3P definido en la certificación de reservas de 2016 de D&M, a una ubicación aproximada de 50 pies abajo del pozo Tigana Norte 3 (ahora la menor elevación de petróleo más conocida). Actualmente probando 3 pozos, incluyendo Tigana Sur Oeste 7, Jacana 13 y 17.

Brasil

- Adjudicación de nuevo bloque en la cuenca madura probada onshore Potiguar, cercano a otros bloques de GeoPark.

Catalizadores en el 4T2017

Colombia

- Continua delimitación de los yacimientos petroleros Tigana/ Jacana, con perforación de seis pozos en el 4T en Tigana norte, el área entre Tigana y Jacana en el bloque Llanos 34 y la parte más al sur de Jacana.

Argentina

- Comenzó la producción con pruebas a largo plazo en el yacimiento petrolífero Rio Grande Oeste en el bloque CN-V (operado por GeoPark con una participación del 50%)
- Comenzó la perforación de exploración en el bloque Sierra del Nevado (no operado por GeoPark con una participación del 18%) en la Cuenca Neuquina.

Brasil

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

Referencia y precios de petróleo realizados: El precio del crudo Brent promedió USD 52,1 por bbl durante el 3T2017, y el precio consolidado realizado de las ventas de petróleo alcanzó un promedio de USD 34,6 por bbl en el 3T2017, lo que representa un aumento del 4% desde USD 33,4 por bbl en el 2T2017 y un aumento del 29% frente a los USD 26,9 por bbl en el 3T2016. Las diferencias entre los precios de referencia y los realizados son el resultado de descuentos comerciales y de transporte, así como el diferencial de precios de Vasconia en Colombia, que se redujo a USD 2,8 por bbl en el 3T2017 frente a USD 5,7 por bbl en el 3T2016.

La tabla a continuación presenta un desglose de referencia y precios netos de petróleo obtenidos en Colombia y Chile durante el 3T2017:

3T2017- Precio obtenido de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile
Precio de petróleo Brent	52,1	52,1
Diferencial Vasconia	(2,8)	-
Descuentos comerciales y de transporte	(15,2)	(7,8)
Precio obtenido de petróleo	34,1	44,3
Peso en mix de venta de petróleo	96%	4%

Contratos de Gestión de Riesgo de Commodities – Precio del Petróleo Brent: En el 3T2017, la Compañía registró los siguientes montos relacionados con los Contratos de Gestión de Riesgos de Commodities para mitigar la exposición a riesgos por cambios en el precio del petróleo Brent. Las ganancias realizadas

reflejan las operaciones cerradas en efectivo, y las ganancias/ pérdidas no realizadas reflejan cambios no monetarios entre los valores del contrato y la curva a plazo del petróleo Brent.

3T2017- Contratos de Gestión de Riesgo de commodities	(USD millones)
Ganancia realizada en efectivo	1,5
Ganancia no realizada no monetaria	-9,8
Efecto neto	-8,3

La Compañía cuenta con los siguientes contratos de gestión de riesgo de commodities (referencia ICE Brent) vigentes a la fecha de esta publicación:

Período cubierto	Tipo	Volumen (bopd)	Términos de contrato (USD por bbl)		
			Purchased Put	Sold Put	Sold Call
4T2017	Zero premium collar	12.000	50,0-51,0	-	54,9-57,5
1T2018	Zero premium collar	9.000	50,0-52,0	-	54,9-60,0
	Zero premium 3-way	2.000	52,0	42,0	59,5-59,6
		2.000	53,0	43,0	59,5-59,6
		Total: 13.000			
2T2018	Zero premium collar	4.000	52,0	-	58,3-60,0
	Zero premium 3-way	4.000	52,0	42,0	58,4-64,6
	Zero premium 3-way	2.000	53,0	43,0	58,4-64,6
		Total: 10.000			

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 4 de los estados financieros consolidados de GeoPark para el período finalizado el 30 de septiembre de 2017, disponible en la página web de la compañía.

Ingresos: Los ingresos consolidados aumentaron un 64% a USD81,9 millones el 3T2017, comparado con los USD49,9 millones del 3T2016, principalmente motivado por ingresos de petróleo y gas más altos.

Venta de petróleo crudo: Los ingresos consolidados del petróleo aumentaron un 78% a USD 68,4 millones en el 3T2017, impulsados principalmente por un aumento del 39% en las ventas de petróleo y un aumento del 28% en los precios del petróleo realizados. Los ingresos de petróleo representaron el 83% de los ingresos totales, en comparación con el 77% del 3T2016.

- Colombia: En el 3T2017, los ingresos de petróleo se incrementaron en un 90% a USD64,3 millones debido principalmente al aumento de los volúmenes de ventas y a mayores precios realizados. Los volúmenes de ventas de petróleo aumentaron un 45% a 21.378 bopd. Los precios del petróleo realizados se incrementaron un 31% a USD 34,1 por bbl, en línea con los mayores precios del Brent y un menor descuento del Vasconia. Los pagos earn-out de Colombia (deducidos de los ingresos petroleros de ese país) aumentaron a USD 2,8 millones en el 3T2017, comparado con USD1,3 millones en el 3T2016, en línea con los mayores ingresos petroleros y el aumento de la producción
- Chile: En el 3T2017, los ingresos de petróleo descendieron un 14% a USD3,8 millones debido menores volúmenes de ventas parcialmente compensados por mayores precios realizados. Los volúmenes de ventas de petróleo descendieron un 26% a 928 bopd y los precios de petróleo realizados se incrementaron en un 17% a USD 44,3 dólares por barril, en línea con los mayores precios del Brent.

Venta de gas: Los ingresos consolidados por gas aumentaron un 18% a USD13,6 millones el 3T2017, comparado con los USD11,5 millones del 3T2016, debido a un 17% de precios de gas realizados y 1% de volúmenes de venta de gas más altos.

- Chile: En el 3T2017, los ingresos de gas descendieron un 1% a USD4,2 millones debido a menores volúmenes de ventas de gas, parcialmente compensados por mayores precios de gas realizados. Los volúmenes de ventas de gas descendieron un 21% a 10.383 mcfpd (1.730 boepd). Los precios del gas descendieron un 25% a USD 4,35 por mcf (USD26,1 por boe) en el 3T2017, debido a incremento de precios de metanol.
- Brasil: En el 3T2017, los ingresos por gas aumentaron un 33% a USD9,2 millones debido a los mayores precios realizados y volúmenes de ventas. Los precios del gas, netos de impuestos, aumentaron un 12% a USD5,9 por mcf (USD35,2 por boe) debido al ajuste anual de la inflación de precios del gas del 7%, vigente en enero de 2017 y una leve depreciación del 3% de la moneda local. Los volúmenes de ventas de gas aumentaron un 18% a 17.056 mcfpd (2.842 boepd), debido principalmente al mayor consumo de gas por parte de los usuarios industriales brasileños.

Costos operativos y de producción^[1]: Los costos operativos y de producción consolidados aumentaron un 31% a USD25,7 millones en el 3T2017, comparado con USD19,6 millones en el 3T2016, debido a regalías de alto precio que aumentaron el total por USD4,1 millones y en menor medida, mayores costos de operación de USD2,0 millones debido a un incremento del 39% en volúmenes de venta del petróleo. El yacimiento Jacana en el bloque Llanos 34 en Colombia acumuló más de cinco millones de barriles de producción lo que disparó el esquema de regalías de "alto precio" de Colombia a mediados del 2T2017. Por ello, las regalías en efectivo como porcentaje de ingresos fueron del 9% comparado con el 7% del 3T2016.

Ajuste por producción incrementada, los costos operativos consolidados por barril descendieron a USD7,3 por boe en el 3T2017 de USD8,5 por boe un año antes. Además de los menores costos de mantenimiento de carreteras e intervención de pozos, la mejora refleja los esfuerzos continuos de la compañía para reducir los costos operativos.

Estos fueron los costos operativos y de producción por país:

- Colombia: Los costos operativos aumentaron un 11% a USD 10,8 millones en el 3T2017 de USD9,8 millones en el 3T2016, principalmente como resultado del incremento del 45% en los volúmenes de ventas. Comparado con el 3T2016, se ejecutaron menores obras de mantenimiento de carreteras, pulling y otras actividades de intervención de pozos. Los costos operativos por boe descendieron a USD5,5 por boe en el 3T2017 de USD7,1 por boe en el 3T2016.
- Chile: Los costos operativos aumentaron un 4% a USD5,3 millones en el 3T2017 de USD5,0 millones en el 3T2016, debido principalmente a mayor pulling, actividades de intervención de pozos y consumibles y en menor medida a la apreciación del peso Chileno (+3%). Los costos operativos por boe aumentaron un 36% a USD21,5 por boe debido al impacto de menor absorción de costos fijos derivados de menores volúmenes de ventas.
- Brasil: Los costos operativos aumentaron a USD2,2 millones en el 3T2017 de USD1,5 millones en 3T2016, debido principalmente a incremento de volúmenes (+18%) y mayores costos de mantenimiento en Manatí (USD0,7 millones más alto que en el 3T2017 vs 3T2016) y en menor medida, la apreciación del Real Brasileiro (+3%). Los costos operativos por boe aumentaron de USD6,6 en el 3T2016 a USD8,2 por boe.

Regalías: Las regalías consolidadas pagadas en efectivo (reportadas en Costos Operativos y de Producción) aumentaron USD4,1 millones a USD7,4 millones en el 3T2017, comparado con USD3,3 millones en el 3T2016, debido principalmente al aumento de la producción, al aumento de los precios del petróleo y a la regalía por "precio alto" del yacimiento Jacana en el bloque Llanos 34 a partir del 3T2017. Así, las regalías consolidadas aumentaron a 9% de los ingresos frente a 7% en el 3T2016.

Gastos de comercialización: Los gastos de ventas consolidados disminuyeron a USD0,3 millones en el 3T2017 comparado con USD0,5 millones en el 3T2016.

Gastos administrativos, geológicos y geofísicos: Los gastos consolidados de G&A y G&G aumentaron un 7% a USD11,6 millones en el 3T2017 comparado con USD10,8 millones en el 3T2016. Los costos consolidados de G&A y G&G por boe descendieron 7% a USD5,2 por boe en el 3T2017 (vs. Usd5,6 por boe en 3T2016).

[1] Costos Operativos y de Producción= Costos Operativos más Regalías.

EBITDA Ajustado El EBITDA ajustado¹ creció fuertemente un 131% a USD44,6 millones ó USD18,0 por boe en el 3T2017 comparado con USD19,4 millones ó USD10,2 por boe en el 3T2016, impulsado principalmente por la combinación del aumento en los niveles de producción y mayores precios realizados de petróleo y gas.

- Colombia: EBITDA Ajustado de USD41,6 millones en el 3T2017
- Chile: EBITDA Ajustado de USD0,8 millones en el 3T2017
- Brasil: EBITDA Ajustado de USD5,4 millones en el 3T2017
- Corporativo, Argentina y Perú: EBITDA Ajustado de -USD3,2 millones (negativo) en el 3T2017

La siguiente tabla muestra la producción, volúmenes vendidos y el desglose de los componentes más significativos del EBITDA Ajustado para el 3T2017 y el 3T2016, sobre una base por país y por boe:

EBITDA Ajustado/boe	Colombia		Chile		Brasil		Total	
	3T17	3T16	3T17	3T16	3T17	3T16	3T17	3T16
Producción (boepd)	22.367	15.678	2.817	3.756	3.141	2.636	28.325	22.070
Variación de stock/RIK ^a	(935)	(944)	(158)	(301)	(254)	(199)	(1.347)	(1.444)
Volumen de ventas (boepd)	21.432	14.734	2.659	3.455	2.887	2.437	26.978	20.626
% Petróleo	100%	100%	35%	36%	2%	2%	83%	78%
(USD por boe)								
Precio obtenido de petróleo	34,1	25,9	44,3	37,8	59,4	48,3	34,6	26,9
Precio obtenido de gas ^b	-	-	26,1	20,8	35,2	31,5	31,8	27,1
Earn-out	(1,3)	(0,9)	-	-	-	-	(0,9)	(0,6)
Precio combinado	32,7	25,0	32,4	27,0	35,6	31,7	33,0	26,3
Riesgo de commodities Contratos de Gestión	0,8	-	-	-	-	-	0,6	-
Costos operativos	(5,5)	(7,1)	(21,5)	(15,9)	(8,2)	(6,6)	(7,3)	(8,5)
Regalías en efectivo	(3,1)	(1,7)	(1,3)	(1,1)	(3,4)	(3,1)	(3,0)	(1,7)
Gastos de venta y otros	0,0	(0,1)	(0,6)	(0,7)	-	-	(0,1)	(0,3)
Netback operativo/boe	24,9	16,3	9,0	9,4	24,0	22,1	23,2	15,8
G&A, G&G							(5,2)	(5,6)
EBITDA Ajustado/boe							18,0	10,2

a) RIK (Regalías en Especie). Incluye las regalías gubernamentales pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 774 y 690 bopd del 3T2017 y 3T2016, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Chile ni en Brasil.

b) Tasa de conversión de mcf/boe=1/6

Depreciación: La depreciación consolidada descendió un 6% a USD19,4 millones en el 3T2017, comparado con USD20,8 millones en el 3T2016, debido a menores costos de depreciación por boe como consecuencia de éxitos en la perforación y aumentos de reservas, parcialmente compensadas por mayores volúmenes vendidos. Los costos por depreciación por boe bajaron un 28% a USD7,8 por boe.

Bajas por resultados no exitosos de exploración: La baja consolidada de esfuerzos infructuosos fue de USD0,2 millones en el 3T2017, comparado con USD13,3 millones en el 3T2016. Los importes registrados en el 3T2016 corresponden a gastos de no-efectivo de actividades de sísmica y exploración asociados con la devolución de bloques sin producción y sin reservas en Colombia y Brasil, más esfuerzos exploratorios no exitosos en Chile.

¹ Ver "Conciliación del EBITDA ajustado a ganancia (pérdida) antes del impuesto a las ganancias y EBITDA ajustado por boe" incluido en este comunicado de prensa.

Otros gastos: Otros gastos operativos aumentaron a USD0,4 millones en el 3T2017 comparado con USD1,0 millones en el 3T2016.

RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y GANANCIAS DEL PERIODO

Costos financieros netos: Los costos financieros netos aumentaron a USD26,6 millones en el 3T2017, en comparación con USD8,6 millones en el 3T2016. Los montos registrados en el 3T2017 incluyen USD17,6 millones relativos a costos únicos de cancelación de Bonos 2020 (ver sección de "Indicadores Financieros" debajo para más detalles) Excluyendo estos costos, los gastos financieros netos aumentaron a USD9,0 millones en el 3T2017.

Cambio de divisas: Los costos netos por cambios de divisas ascendieron a USD3,2 millones ganados en el 3T2017 comparado con USD1,8 millones en el 3T2016, debido principalmente a la apreciación del real brasileño en el 3T2017 versus la depreciación en el 3T2016. Las diferencias por cambio de divisas se generan principalmente por cambios en el valor del real brasileño sobre la deuda denominada en dólares estadounidenses incurrida a nivel de subsidiaria local, donde la moneda funcional es el real brasileño.

Impuesto a las ganancias: Los impuesto a las ganancias ascendieron a una pérdida de USD11,6 millones en el 3T2017, en comparación con USD3,5 millones de ganancia en el 3T2016, en línea con las ganancias operativas registradas en el 3T2017 versus las pérdidas operativas registradas en el 3T2016.

Ingreso neto: Las pérdidas netas alcanzaron USD19,1 millones en el 3T2017, en comparación con USD21,0 millones en el 3T2016. La pérdida neta en el 3T2017 se relaciona principalmente a costos únicos derivados de la cancelación de Bonos 2020.

BALANCE:

Efectivo y equivalentes de efectivo: Efectivo y equivalentes de efectivo totalizaron USD135,2 millones al 30 de septiembre de 2017. El efectivo y los equivalentes de caja al cierre del ejercicio 2016 ascendieron a USD73,6 millones. La diferencia refleja el efectivo generado por actividades operativas de USD117,4 millones y efectivo de actividades de financiamiento de USD26,4 millones, compensado parcialmente por efectivo utilizado en actividades de investigación de USD80,3 millones.

El efectivo derivado de las actividades financieras de USD26,4 millones incluye las ganancias netas de la emisión de Bonos 2024 de USD420,8 millones, compensado por: (i) capital pagado de USD353,9 millones relativo al pago de Bonos 2020 y la pre-cancelación del préstamo Itaú, (ii) costos de cancelación de USD17,6 y (iii) pagos de intereses por USD22,4 millones.

Facilidad de prepago y líneas de créditos disponibles: Al 30 de septiembre de 2017, la Compañía tenía un contrato de offtake y pago anticipado con Trafigura de hasta USD100 millones (con USD12,5 millones remanentes al 30 de septiembre de 2017) y aproximadamente USD28 millones en líneas de crédito no comprometidas.

Deuda financiera: La deuda financiera total (neto de costos de emisión) ascendió a USD420,4 millones, incluyendo el Bono 2024 de USD425 millones emitido en septiembre 2017. Al 30 de septiembre de 2017, la deuda a corto plazo alcanzó los USD1,9 millones.

INDICADORES FINANCIEROS^a

(USD millones)

Al finalizar el período	Deuda financier a	Efectivo y equivalentes de efectivo	Deuda Neta	Deuda Neta / EBITDA ajustado LTM	Cobertura de intereses LTM
3T2016	352,9	63,6	289,3	4,7x	2,0x
4T2016	358,7	73,6	285,1	3,6x	2,7x
1T2017	341,7	70,3	271,4	2,6x	3,4x
2T2017	346,3	77,0	269,3	2,2x	4,1x
3T2017	420,4	135,2	285,2	1,9x	5,3x

a) En base a los resultados financieros de los últimos 12 meses

Emisión de Bono 2024: Durante el mes de septiembre 2017, la Compañía colocó exitosamente un Bono por USD425 millones ("Bono 2024") de acuerdo con la Regla 144A de la Ley de Valores de Estados Unidos fuera de los Estados Unidos a personas que no sean estadounidenses según la Regulación S de la Ley de Valores de ese mismo país. El Bono 2024 pagará un cupón de 6,50% anual. Los fondos se utilizaron para pagar la deuda financiera, para brindar flexibilidad financiera y para fines generales corporativos.

El contrato que regula el Bono 2024 prevé *incurrence test covenants* que estipula, entre otras cláusulas, que durante los primeros dos años a partir de la fecha de emisión, la deuda neta al índice de EBITDA ajustado no debería ser 3,5 veces mayor y el EBITDA ajustado al índice de interés debería ser 2 veces mayor. El incumplimiento de las *incurrence test covenants* no implicaría el default. A la fecha de este comunicado, la Compañía se encuentra en cumplimiento con todas las disposiciones y cláusulas.

EN MEMORIA

GeoPark lamenta profundamente el fallecimiento de Michael Dingman el 3 de octubre de 2017, un amigo especial, colega valioso y un gran referente en la industria y finanzas internacionales. Fue miembro del Directorio de GeoPark y apoyó y aconsejó con pasión al equipo de Gerencia de GeoPark. El amplio conocimiento y experiencia de Michael en Directorios de importantes compañías que cotizan en bolsa ha beneficiado enormemente al Directorio de GeoPark.

**INFORMACIÓN SELECCIONADA SEGÚN SEGMENTO DE NEGOCIO
(SIN AUDITAR)**

Colombia	3T2017	3T2016
Ingresos (USD millones)	64,5	34,2
Costos operativos y de producción ^a (USD millones)	-17,0	-12,0
EBITDA Ajustado (USD millones)	41,6	17,4
Inversiones en bienes de capital ^b (USD millones)	22,5	8,2
Chile	3T2017	3T2016
Venta de Petróleo crudo (USD millones)	3,8	4,4
Venta de gas (USD millones)	4,2	4,2
Ingresos (USD millones)	7,9	8,6
Costos operativos y de producción ^a (USD millones)	-5,6	-5,4
EBITDA Ajustado (USD millones)	0,8	1,0
Inversiones en bienes de capital ^b (USD millones)	4,6	0,0
Brasil	3T2017	3T2016
Venta de Petróleo crudo (USD millones)	0,2	0,2
Venta de gas (USD millones)	9,2	6,9
Ingresos (USD millones)	9,4	7,1
Costos operativos y de producción ^a (USD millones)	-3,1	-2,2
EBITDA Ajustado (USD millones)	5,4	4,4
Inversiones en bienes de capital ^b (USD millones)	0,0	0,6

a) Costos Operativos y de Producción= Costos Operativos más Regalías.

b) La diferencia con la cifra informada en la tabla de Indicadores Clave corresponde principalmente a los gastos de capital en Argentina y en menor medida en Perú.

**ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO
(SIN AUDITAR)**

(en millones de USD)

	3T2017	3T2016	9M2017	9M2016
INGRESOS				
Venta de petróleo crudo	68,4	38,4	187,0	95,9
Venta de gas	13,6	11,5	36,9	36,5
INGRESOS TOTALES	81,9	49,9	223,8	132,3
Contratos de gestión de riesgo de commodities	-8,3	-	3,0	-
Costos operativos y de producción	-25,7	-19,6	-68,5	-46,4
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	-0,7	-2,3	-3,8	-7,6
Gastos administrativos (G&A)	-10,9	-8,5	-31,4	-24,2
Gastos de comercialización	-0,3	-0,5	-0,9	-3,6
Depreciación	-19,4	-20,8	-55,1	-58,9
Bajas por resultados no exitosos	-0,2	-13,3	-4,8	-13,7
Desvalorización para activos no financieros	-	-	-	-
Otros costos operativos	-0,4	1,0	-2,4	-0,4
GANANCIA / (PÉRDIDA) OPERATIVA	15,9	-14,1	59,9	-22,6
Costos financieros, neto	-26,6	-8,6	-43,3	-25,2
Ganancia (pérdida) por cambios de divisas	3,2	-1,8	1,4	15,3
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	-7,5	-24,5	18,0	-32,5
Impuesto a las ganancias	-11,6	3,5	-32,4	-2,1
RESULTADOS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO	-19,1	-21,0	-14,4	-34,7
Participación no controladora	0,8	-2,9	5,4	-6,0
ATRIBUIBLE A PROPIETARIOS DE GEOPARK	-19,9	-18,1	-19,8	-28,7

ESTADO DE POSICIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO RESUMIDO

(En millones de USD)	Sep 2017	Dic 2016
	(Sin auditar)	(Auditado)
Activos financieros		
Bienes de uso	497,9	473,6
Otros activos financieros	46,9	45,7
Total activos financieros	544,8	519,3
Activos corrientes		
Existencias	4,7	3,5
Créditos comerciales	14,4	18,4
Otros activos corrientes	34,0	25,7
Efectivo en bancos y en caja	135,2	73,6
Total del activo corriente	188,3	121,2
Total activo	733,1	640,5
Patrimonio neto		
Atribuible a propietarios de GeoPark	90,0	105,8
Participación no controladora	40,9	35,8
Total de patrimonio neto	130,9	141,6
Pasivo financiero		
Endeudamientos	418,5	319,4
Otros pasivos financieros	78,8	80,0
Total activos financieros	497,3	399,4
Pasivo corriente		
Endeudamientos	1,9	39,3
Otros pasivos corrientes	103,0	60,2
Total activos corrientes	104,9	99,5
Total pasivo	602,2	498,9
Total pasivo y patrimonio	733,1	640,5

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO RESUMIDO (SIN AUDITAR)

(En millones de USD)	3T2017	3T2016	9M2017	9M2016
Flujo de efectivo generado por las actividades operativas	38,2	26,4	117,4	54,9
Flujo de efectivo utilizado en las actividades de inversión	-30,9	-10,1	-80,3	-24,2
Flujo de efectivo (utilizado en) de las actividades financieras	51,4	-31,3	26,4	-49,4

**RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO A LOS RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS
(SIN AUDITAR)**

9M2017 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Otros	Total
EBITDA Ajustado	116,7	2,9	13,0	-12,0	120,5
Depreciación:	-29,2	-18,0	-7,7	-0,2	-55,1
Contratos de Gestión de Riesgo de commodities	-0,7	-	-	-	-0,7
Bajas por resultados no exitosos de exploración:	-1,6	-	-3,0	-0,2	-4,8
Pago basado en acciones	-0,4	-0,3	-0,1	-2,3	-3,1
Otros	4,1	0,6	-0,5	-1,1	3,1
GANANCIA/ (PÉRDIDA) OPERATIVA	88,8	-14,7	1,7	-15,9	59,9
Costos financieros, neto					-43,3
Cargos por cambio de divisas, neto					1,4
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS					18,0

9M2016 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Otros	Total
EBITDA Ajustado	40,5	4,5	14,1	-7,7	51,4
Depreciación:	-24,5	-24,1	-10,1	-0,2	-58,9
Contratos de Gestión de Riesgo de commodities	-	-	-	-	-
Bajas por resultados no exitosos de exploración:	-7,4	-1,7	-4,6	-	-13,7
Pago basado en acciones	-0,5	-0,3	-0,0	-1,1	-1,9
Otros	0,3	0,9	1,0	-1,6	0,6
GANANCIA/ (PÉRDIDA) OPERATIVA	8,3	-20,6	0,4	-10,7	-22,6
Costos financieros, neto					-25,2
Cargos por cambio de divisas, neto					15,3
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS					-32,5

**RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO A LOS RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS DE LOS ÚLTIMOS DOCE MESES
(SIN AUDITAR)**

Últimos 12 meses - LTM (en millones de USD)	Total
EBITDA Ajustado	147,5
Depreciación:	-72,0
Contratos de Gestión de Riesgo de commodities	-3,8
Bajas por resultados no exitosos de exploración/ desvalorización	-16,8
Pago basado en acciones/ Otros	-1,2
GANANCIA / (PÉRDIDA) OPERATIVA	53,7
Costos financieros, neto	-52,2
Cargos por cambio de divisas, neto	0,1
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	1,6

INFORMACION DE TELECONFERENCIA

GeoPark realizará su teleconferencia sobre resultados financieros del tercer trimestre de 2017 y su transmisión por Internet (webcast) el jueves, 16 de noviembre de 2017, a las 10:00 de la mañana, hora de verano del este.

El Director Ejecutivo (CEO), James F. Park, el Gerente Financiero (CFO), Andres Ocampo, y el Director Ejecutivo de Operaciones, Augusto Zubillaga, comentarán los resultados financieros de GeoPark para el 3T2017, con una sesión de preguntas y respuestas inmediatamente después.

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 el webcast.

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

Para más información, comunicarse con:

INVERSORES:

Stacy Steimel – Shareholder Value Director
Santiago, Chile

ssteimel@geo-park.com

MEDIOS:

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

jlevy@sardverb.com

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

kmarkovich@sardverb.com

Se puede visitar la página de GeoPark en www.geo-park.com

GLOSARIO

EBITDA Ajustado	El EBITDA ajustado se define como las ganancias para el ejercicio antes del costo financiero neto, impuesto a las ganancias, depreciación, amortización, ciertos rubros no monetarios, como las desvalorizaciones y bajas de activos por esfuerzos no exitosos, devengamiento de pagos basados en acciones, resultados no realizados en contratos de gestión de riesgo de commodities y otros eventos no recurrentes.
EBITDA Ajustado por boe	EBITDA ajustado dividido por el total de los volúmenes de ventas de boe.
Bbl	Barril
Boe	Barriles de petróleo equivalente
Boepd	Barriles de petróleo equivalente por día
Bopd	Barriles de petróleo por día
CEOP	Contrato Especial de Operación Petrolera
D&M	DeGolyer and MacNaughton
Costos F&D	Los costos de investigación y desarrollo, calculados como gastos de capital en 2016 divididos por las adiciones de reservas netas aplicables antes de los cambios en el Capital de Desarrollo Futuro
Regalía por "precio alto"	Una regalía adicional incurrida en Colombia cuando cada yacimiento de petróleo excede 5 mmbbl de producción acumulada y determinada por una combinación de gravedad API y los precios del petróleo WTI
Mboe	miles de barriles de petróleo equivalente
Mmbo	millones de barriles de petróleo
Mmboe	millones de barriles de petróleo equivalente
Mcfpd	miles de pies cúbicos por día
Mmcfpd	millones de pies cúbicos por día
Mm³/día	miles de metros cúbicos por día
VPN10	Valor presente de ingresos futuros estimados de petróleo y gas, neto de gastos directos estimados, descontado en una tasa anual del 10%.
Netback operativo por boe	Ingresos, menos costos operativos y de producción (neto de cargos por depreciación y devengamiento de opciones de compra de acciones y adjudicaciones de acciones) y gastos de venta, divididos por los volúmenes totales de ventas de boe El netback operativo es equivalente al EBITDA ajustado neto de gastos de efectivo incluido en los Gastos Operativos, Administrativos, Geológicos y Geofísicos y otros gastos operativos.
PRMS	Petroleum Resources Management System (sistema de gestión de recursos de petróleo)

SPE	Society of Petroleum Engineers (Sociedad de Ingenieros en Petróleo)
SQ KM	Kilómetros cuadrados
WI	"working interest" o participación

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.

Este comunicado de prensa contiene ciertas métricas de petróleo y gas, incluyendo información por acción, netback operativo, índice de vida útil de reserva y otros, que no tienen significados estandarizados o métodos de cálculo estándar y por lo tanto tales medidas pueden no ser comparables con medidas similares usadas por otras compañías. Tales métricas se han incluido aquí para proporcionar a los lectores medidas adicionales para evaluar el desempeño de la Compañía; sin embargo, estas medidas no son indicadores confiables del desempeño futuro de la Compañía y el desempeño futuro no se puede comparar con el desempeño en períodos anteriores.

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 y rendimiento, netback operativo por boe 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 petróleo y gas incluidas en este comunicado están declaradas antes del efecto de las regalías pagadas en especie, consumo y pérdidas. La producción anual por día se obtiene dividiendo la producción total por 365 días.

Información sobre reservas de petróleo y gas: La SEC permite a las compañías de petróleo y gas, en sus presentaciones ante la SEC, revelar sólo reservas probadas, probables y posibles que cumplan con las definiciones de la SEC para tales términos. GeoPark utiliza ciertos términos en este comunicado de prensa, como "Reservas PRMS", que las directrices de la SEC no permiten que GeoPark incluya en las presentaciones

ante la SEC. Como resultado, la información en los documentos presentados por la Compañía a la SEC con respecto a las reservas difiere significativamente de la información contenida en este comunicado de prensa. El VNP10 para las reservas de PRPM 1P, 2P y 3P no es un sustituto de la medida estandarizada de los flujos netos de efectivo futuros descontados para las reservas probadas de la SEC.

Las estimaciones de reservas proporcionadas en este comunicado son sólo estimaciones y no hay garantía de que las reservas estimadas se recuperarán. Las reservas reales pueden resultar ser mayores o menores que las estimaciones aquí proporcionadas. Las declaraciones relativas a reservas son, por su naturaleza, declaraciones prospectivas.

EBITDA Ajustado La Compañía define el EBITDA ajustado como las ganancias para el ejercicio antes del costo financiero neto, impuesto a las ganancias, depreciación, amortización, ciertos rubros no monetarios, como las desvalorizaciones y bajas de activos por esfuerzos no exitosos, devengamiento de pagos basados en acciones, resultados no realizados en contratos de gestión de riesgo de commodities y otros eventos no recurrentes. El EBITDA ajustado no es una medida del beneficio ni de los flujos de efectivo según lo determinado por las NIIF. La Compañía considera que el EBITDA Ajustado es útil porque nos permite evaluar más efectivamente nuestro desempeño operativo y comparar los resultados de nuestras operaciones de período a período sin tener en cuenta nuestros métodos de financiamiento o estructura de capital. La Compañía excluye los ítems enumerados arriba de los beneficios del período para llegar al EBITDA Ajustado porque estos montos pueden variar sustancialmente de una compañía a otra dentro de nuestra industria dependiendo de los métodos contables y valores contables de los activos, estructuras de capital y el método por el cual los activos fueron adquiridos. El EBITDA ajustado no debe considerarse como una alternativa o más significativo que el beneficio para el período o los flujos de efectivo de las actividades operativas según lo determinado de acuerdo con las NIIF o como un indicador de nuestro desempeño operativo o liquidez. Ciertos elementos excluidos del EBITDA Ajustado son componentes significativos para comprender y evaluar el desempeño financiero de una empresa, como el costo de capital y la estructura tributaria de una empresa y las cancelaciones significativas y/o recurrentes, así como los costos históricos de los activos depreciables, ninguno de los cuales son componentes del EBITDA Ajustado. El cálculo de EBITDA Ajustado de la Compañía puede no ser comparable a otras medidas similares de otras compañías. Para una conciliación del EBITDA Ajustado con la medida financiera de las NIIF del resultado del ejercicio o período correspondiente, ver los cuadros financieros adjuntos.

El netback operativo por boe no debe considerarse como una alternativa o más significativo que el beneficio para el período o los flujos de efectivo de las actividades operativas según lo determinado de acuerdo con las NIIF o como un indicador de nuestro desempeño operativo o liquidez. Ciertos elementos excluidos del netback operativo por boe son componentes significativos para comprender y evaluar el desempeño financiero de una empresa, como el costo de capital y la estructura tributaria de una empresa y las cancelaciones significativas y/o recurrentes, así como los costos históricos de los activos depreciables, ninguno de los cuales son componentes del netback operativo por boe. El cálculo del netback operativo por boe de la Compañía puede no ser comparable a otras medidas similares de otras compañías. Para una conciliación del netback operativo por boe con la medida financiera de las NIIF del resultado del ejercicio o período correspondiente, ver los cuadros financieros adjuntos.

El presente documento es traducción libre del documento original en inglés que se encuentra en la sección PRESS RELEASE de nuestra página web. En caso de discrepancia y/u omisión de cierta información entre este documento y sus originales en inglés, prevalecerá el original en inglés. Sugerimos consultar la versión original en www.geo-park.com/en/press-release/ para más información.