



GEOPARK

PARA DISTRIBUCION INMEDIATA

GEOPARK INFORMA LOS RESULTADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2016

CRECIMIENTO DE LA PRODUCCION Y DE LAS RESERVAS CON UNA MEJORA DE LA RENTABILIDAD

Santiago, Chile – 11 de agosto, 2016 - GeoPark Limited (“GeoPark” o la “Compañía”) (NYSE: “GPRK”), empresa latinoamericana independiente y líder en exploración, operación y consolidación de petróleo y de gas con operaciones y plataformas de crecimiento en Colombia, Chile, Brasil, Argentina, y Perú¹ informa sus resultados financieros consolidados correspondientes al período de tres meses finalizado el 30 de junio de 2016 (“Segundo trimestre” o “2Q2016”).

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

PUNTOS MÁS DESTACADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2016

Operativos:

- **La producción de petróleo y gas creció un 8% y alcanzó los 21.143 boepd**
 - La producción de petróleo creció un 7% y alcanzó los 15.530 boepd
 - La producción de gas creció un 11% y alcanzó los 33,7 mmcfpd
 - La producción promedio estimada del 2016 fue de 21.500 a 22.500 boepd
- **Resultados exitosos de perforación y crecimiento de las reservas en Colombia**
 - Campaña de perforación en el campo petrolero Jacana del Bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con el 45% WI) incluyendo los pozos Jacana 3 y Jacana 4 que fueron probados y puestos en producción a un aproximado de 3.600 bopd (bruto) en julio, extendiendo los límites al Oeste del campo.
 - El pozo de avanzada Jacana 5 fue perforado y actualmente está siendo completado. Los análisis de registros petrofísicos preliminares indican la presencia de hidrocarburos en la formación Guadalupe y se realizarán pruebas de producción en el mes de agosto.
 - Se planea perforar aproximadamente 5 (cinco) pozos más en el Bloque Llanos 34 durante la segunda mitad de 2016.
- **Caída del 38% en los costos operativos**
 - El Bloque Llanos 34 en Colombia obtuvo un récord de costos operativos bajos de \$3,4 por barril, un 47% menos..
 - En el Bloque Fell en Chile se lograron costos operativos de \$14,8/boe, un 31% menos.
 - Los costos operativos consolidados fueron de \$6,2/boe, un 38% menos que representan \$7 millones
 - Los costos en efectivo consolidados fueron de \$14,2/boe, un 31% menos
 - El pozo Jacana 4 fue perforado y completado a un costo de \$2,9 millones

Financieros:

¹ Operación ejecutada con Petroperú el 1 de octubre de 2014 con cierre final sujeto a la aprobación del Gobierno de Perú.

- **Efectivo y créditos disponibles por más de \$210 millones**
 - Efectivo disponible por un total de \$79,2 millones (estable desde el cuarto trimestre de 2015), \$90 millones disponibles con el acuerdo de prepago de Trafigura y \$45 millones disponibles en créditos abiertos.
 - Cobertura de efectivo para un tiempo aproximado de 3 (tres) años de pagos de interés o dieciocho (18) meses de inversiones en bienes de capital (programa 2016).
- **Flujo de fondo de las operaciones positivo**
 - EBITDA ajustado de \$20,5 millones con un programa de inversión en bienes de capital (CAPEX) de \$5,7 millones
 - EBITDA ajustado de \$11,4/boe, un 90% más arriba respecto del primer trimestre de 2016 (acompañado por el aumento del 30% del precio del petróleo Brent)
 - La pérdida neta del período fue de \$1,6 millones

Estratégicos:

- **Perú: Extensión del acuerdo para el Bloque Morona de gran potencial**
 - El acuerdo con Petroperú en el bloque con el descubrimiento de petróleo liviano en el yacimiento Situcho Central (83 millones de barriles brutos de reservas 3P) y los grandes recursos de exploración (operado por GeoPark con el 75% WI) se ampliaron hasta marzo de 2017 a fin de obtener las aprobaciones reglamentarias.

James F. Park, Director Ejecutivo de GeoPark, declaró: "Nuestro equipo ha demostrado reiteradamente su capacidad de innovar y mejorar la productividad de los costos y la rentabilidad en los últimos 18 meses. Y ahora, habiendo retomado las perforaciones, estamos usando nuestra ciencia y capacidades operativas para encontrar y producir más petróleo y gas. Las perforaciones exitosas en el campo petrolero Jacana en Colombia incluyen otro campo atractivo en consonancia con el extenso campo petrolero Tigana en nuestro Bloque Llanos 34. Ambos resultados amplían nuestra base de reservas y aumentan la prospectividad de nuestras áreas circundantes. Además de nuestro éxito continuo en Colombia, estamos activos en nuestra plataforma de grandes proyectos en Argentina, Brasil, Perú y Chile con operaciones de producción, re-trabajo y sísmicas y preparándonos para exploraciones y perforaciones de desarrollo de gran impacto en el 2017. Asimismo, se encuentran en progreso nuestros esfuerzos de adquisición de nuevos negocios con compañías petroleras nacionales y proyectos complementarios en toda la región.

RENDIMIENTO OPERATIVO CONSOLIDADO

La tabla a continuación presenta los indicadores clave de desempeño (KPI, por sus siglas en inglés) para el segundo trimestre de 2016 comparado con aquellos indicadores de igual período de 2015:

Indicadores Clave	2Q2016	2Q2015	% Cambio
Producción de petróleo ^a (bopd)	15.530	14.512	7%
Producción de gas (mcfpd)	33.678	30.378	11%
Producción neta promedio (boepd)	21.143	19.575	8%
Precio de petróleo Brent (\$ por bbl)	47,0	61,7	-24%
Precio combinado (\$ per boe)	25,6	37,4	-32%
- Petróleo (\$ por bbl)	26,4	41,7	-37%
- Gas (\$ por mcf)	4,3	4,7	-9%
Ingresos netos por petróleo (millones de \$)	34,3	50,2	-32%
Ingresos netos por Gas (millones de \$)	11,6	11,8	-2%
Ingresos netos (millones de \$)	45,9	62,0	-26%
Costos operativos y de producción ^b (millones de \$)	-13,8	-22,5	-39%
Costos G&G, G&A ^c y de venta (millones de \$)	-11,6	-13,1	-11%
EBITDA ajustado (millones de \$)	20,5	28,1	-27%
EBITDA ajustado por boe (\$)	11,4	17,0	-33%
Netback operativo por boe (\$)	17,7	23,2	-24%
Ganancia (pérdida) del período (millones de \$)	-1,6	-9,4	-83%
Inversiones en bienes de capital - CapEx durante el trimestre (millones de \$)	5,7	3,7	54%
Posición de caja al cierre del período (millones de \$)	79,2	105,3	-25%
Deuda a corto plazo al cierre del período (millones de \$)	38,5	22,2	73%
Deuda a largo plazo al cierre del período (millones de \$)	331,4	348,2	-5%

- a) Incluye las regalías gubernamentales pagadas en especie en Colombia para 729 bopd aproximadamente del segundo trimestre de 2016 y 743 bopd del segundo trimestre de 2015. No se pagaron regalías en especie para las operaciones de Chile y Brasil.
- b) Los costos de producción y los costos operativos incluyen los costos operativos y las regalías pagadas en efectivo.
- c) Los gastos G&A incluyen \$0,1 millones y \$1,5 millones para el segundo trimestre de 2016 y el segundo trimestre de 2015, respectivamente, de pagos basados en acciones (no efectivo) que se excluyen del cálculo de EBITDA ajustado.

Producción: La producción consolidada de petróleo y de gas aumentó un 8% a 21.143 boepd en el segundo trimestre de 2016 comparado con los 19.575 boepd en igual período de 2015. El aumento de la producción es principalmente el resultado de nueva producción que proviene de los campos de petróleo y de gas puestos en producción en 2015 (Jacana y Tilo en Colombia, Ache en Chile), así como también el rendimiento mejorado de la producción de ciertos campos en el Bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con el 45% WI).

- **Colombia:** La producción de petróleo neta promedio aumentó un 12% a 14.084 bopd en el segundo trimestre de 2016 comparado con los 12.592 bopd en el mismo período de 2015.
- **Chile:** La producción de petróleo y de gas neta promedio aumentó un 13% a 4.118 boepd en el segundo trimestre de 2016 comparado con los 3.654 boepd en igual período de 2015.
- **Brasil:** La producción de petróleo y de gas neta promedio disminuyó un 12% a 2.941 boepd en el segundo trimestre de 2016 comparado con los 3.329 boepd en igual período de 2015 debido a la baja demanda regional de gas.

Para más detalles, favor referirse al informe operativo actualizado del segundo trimestre de 2016 publicado el 19 de julio de 2016.

Precios obtenidos y precios de referencia del petróleo: El precio promedio del crudo Brent fue de \$47,0 por barril durante el segundo trimestre de 2016, mientras que el precio de venta obtenido de petróleo consolidado promedió los \$26,4 por barril en el segundo trimestre de 2016 como resultado de los descuentos comerciales y de transporte, tanto en Colombia como en Chile, y el diferencial Vasconia en Colombia.

La tabla a continuación presenta un desglose de referencia y precios de petróleo obtenidos en Colombia y Chile en el segundo trimestre de 2016:

Precios obtenidos de petróleo - 2Q2016 (\$ por bbl)	Colombia	Chile
Precio del petróleo Brent	47,0	47,0
Diferencial Vasconia	(6,0)	-
Descuentos comerciales y de transporte	(15,3)	(7,5)
Otros ^a	(0,9)	-
Precio obtenido de petróleo	24,8	39,5
Ponderación sobre la Mezcla de Ventas de petróleo	89%	11%

a) Corresponde a un acuerdo a corto plazo para fijar el precio de 4.000 bopd de la producción de la Compañía a \$45,1/bbl de precio Brent para un período de tres (3) meses comenzando a partir del 1 de mayo de 2016.

En Colombia, los descuentos comerciales se relacionan fundamentalmente con los costos de transporte del petróleo, que en la actualidad se deducen del precio neto, conforme a los términos del contrato a largo plazo (*offtake agreement*) con Trafigura (anunciado en diciembre de 2015, con entregas que comenzaron en marzo de 2016). Estos descuentos representan una reclasificación de los costos, sin un nuevo impacto en el EBITDA ajustado (\$15,3/bbl en concepto de descuentos comerciales y de transporte comparado con los \$13,1/bbl del primer trimestre de 2016 y los \$0,1/bbl de gastos de venta comparado con los \$2,1/bbl del primer trimestre de 2016).

Ingresos netos: Los ingresos netos consolidados disminuyeron un 26% a \$45,9 millones en el segundo trimestre de 2016, comparado con los \$62,0 millones de igual período de 2015, motivado principalmente por los precios más bajos del petróleo.

Ingresos por petróleo: Los ingresos por petróleo consolidados disminuyeron un 32% a \$34,3 millones en el segundo trimestre de 2016 principalmente como resultado de una disminución del 37% de los precios obtenidos de petróleo, compensados por el aumento de la producción. Los ingresos por petróleo representaron un 75% de los ingresos netos totales comparado con el 81% de igual período de 2015.

- **Colombia:** En el segundo trimestre de 2016, los ingresos por petróleo disminuyeron un 31% a \$28,6 millones principalmente como consecuencia de los precios más bajos del petróleo. Los precios obtenidos por petróleo disminuyeron un 38% a \$24,8 por barril mientras que las entregas de petróleo aumentaron un 12% a 13.208 bopd. La disminución de los precios obtenidos fue superior a la disminución de los precios de referencia debido al 99% de volúmenes totales vendidos en boca de pozo durante el segundo trimestre de 2016. Las ventas en boca de pozo implicaron precios obtenidos más bajos (como resultado de mayores descuentos de transporte) pero gastos de venta sustancialmente más bajos (costos de transporte reducidos)

Los pagos en Colombia en concepto de "earn-out" (deducidos de los ingresos por petróleo en Colombia) disminuyeron un 25% a \$1,2 millones en el segundo trimestre de 2016 comparado con los \$1,6 millones

en el segundo trimestre de 2015, como consecuencia de la caída de los precios del petróleo, principalmente.

- Chile: En el segundo trimestre de 2016, los ingresos por petróleo disminuyeron un 35% a \$5,5 millones debido a una menor producción y a precios más bajos. Los precios obtenidos por petróleo disminuyeron un 23% a \$39,5 por barril en consonancia con la disminución de precios Brent. Las entregas disminuyeron un 16% a 1,527 bopd debido a una menor producción como resultado de la caída natural de los campos y al hecho de que no se perforaron nuevos pozos de petróleo desde el cuarto trimestre de 2014.

Ingresos por gas: Los ingresos consolidados por gas se mantuvieron estables y alcanzaron los \$11,6 millones en el segundo trimestre de 2016 comparado con los \$11,8 millones en igual período de 2015.

- Chile: En el Segundo trimestre de 2016, los ingresos por gas aumentaron un 33% a \$4,3 millones, fundamentalmente debido a una mayor producción como resultado de nuevos proyectos de gas, parcialmente compensado por los bajos precios del petróleo. Las entregas de gas aumentaron un 56% y alcanzaron los 13.516 mcfpd (2.253 boepd) como resultado de la puesta en marcha del campo de gas Ache (en el cuarto trimestre de 2015) y al pozo de desarrollo Pampa Larga 16 (en el segundo trimestre de 2016). Los precios de gas disminuyeron un 14% a \$3,5 per mcf (\$21,1 por boe) en el segundo trimestre de 2016.
- Brasil: En el Segundo trimestre de 2016, los ingresos por gas disminuyeron un 15% a \$7,3 millones, principalmente por la demanda temporariamente más baja de gas que afectó los niveles de producción en Manati. Por consiguiente, las entregas de gas disminuyeron temporariamente un 15% y alcanzaron los 16.022 mcfpd (2.670 boepd). Los precios del gas, neto de impuestos, se mantuvieron estables a \$5,0 por mcf (\$30,0 por boe) a pesar de la depreciación de la moneda local que fue parcialmente compensada por un ajuste anual por inflación del precio del gas de aproximadamente un 10% en el primer trimestre de 2016. La capacidad de producción del campo Manati no se vio afectada pero se espera que continúe a niveles netos promedio entre 15.600 y 17.400 mcfpd (2.600 a 2.900 boepd) en la segunda mitad de 2016.

Costos operativos y de producción²: Los costos operativos y de producción consolidados disminuyeron un 39% a \$13,8 millones en el segundo trimestre de 2016, representando un ahorro aproximado de \$5,0/boe comparado con los \$22,5 millones del segundo trimestre de 2015.

Costos operativos: Los costos operativos consolidados (sin incluir regalías) disminuyeron un 38% a \$11,2 millones en el segundo trimestre de 2016 comparado con los \$18,1 millones del segundo trimestre de 2015, debido a las iniciativas de reducción de costos y al impacto de la depreciación de las monedas locales con respecto al dólar estadounidense.

- Colombia: Los costos operativos disminuyeron un 51% a \$4,8 millones en el Segundo trimestre de 2016. Los costos operativos por boe disminuyeron un 56% a \$4,0 por boe fundamentalmente debido a las iniciativas de reducción de costos, incluyendo el cierre temporario de tres campos marginales (La Cuerva y los dos campos marginales en el Bloque Llanos 34: Max y Chachalaca), al impacto de la depreciación del Peso Colombiano y a una mejora en la absorción de costos fijos por una mayor producción. Como resultado de lo antes mencionado, los costos operativos por boe alcanzaron su nivel más bajo desde nuestro ingreso en Colombia (mantenido sin cambios desde el primer trimestre de 2016). El costo operativo de aproximadamente \$3,4 por barril en el Bloque Llanos 34 operado por GeoPark representa el 97% de la producción en Colombia.
- Chile: Los costos operativos disminuyeron un 20% a \$5,1 millones en el segundo trimestre de 2016 debido a los costos operativos más bajos por boe, parcialmente compensados por los mayores volúmenes vendidos. Los costos operativos por boe disminuyeron un 31% a \$14,8 por boe debido a las iniciativas de reducción de costos.
- Brasil: Los costos operativos aumentaron a \$1,3 millones en el segundo trimestre de 2016 como resultado del impacto de gastos operativos más altos resultantes de la puesta en marcha de la planta de

² Costos operativos y de producción = Costos operativos más Regalías

compresión en el campo Manati (entre \$1,5 y 2,5 aproximadamente por boe). Los costos operativos por boe alcanzaron los \$5,1.

Los costos operativos consolidados podrían aumentar un \$1-2/boe durante la segunda mitad de 2016 debido a la reapertura de los campos temporariamente cerrados durante julio de 2016 y que no estuvieron en producción durante la mayor parte del primer semestre de 2016. Se espera que estos cambios arrojen una producción entre 900 y 1.000 bopd aproximadamente, con costos operativos de alrededor de \$8,0 a \$19,0 por bbl.

Regalías: Las regalías consolidadas y pagadas en efectivo (informadas en los costos de producción y costos operativos) disminuyeron a \$2,6 millones en el segundo trimestre de 2016 comparado con los \$4,4 millones en el segundo trimestre de 2015, en consonancia con la caída de los ingresos netos.

Gastos de ventas: Los gastos de venta consolidados disminuyeron un 55% a \$0,5 millones en el segundo trimestre de 2016 comparado con los \$1,1 millones del segundo trimestre de 2015, fundamentalmente como resultado de gastos de ventas más bajos en Colombia y Chile. En Colombia, los gastos de ventas disminuyeron un 75% a solo \$0,2 millones debido al contrato a largo plazo (*offtake agreement*) con Trafigura conforme al cual las ventas ocurren en la boca de pozo, generando así menores gastos de ventas que se traducen en menores ingresos netos con mayores descuentos comerciales y de transporte (tal como se lo mencionó previamente en la sección Precios obtenidos y precios de referencia del petróleo). Los gastos de venta en Chile disminuyeron un 29% en sintonía con las menores entregas de petróleo y las iniciativas de renegociación de contrato para mejorar los márgenes.

Gastos de administración y gastos geológicos y geofísicos (G&A, G&G): Los gastos G&A y G&G consolidados disminuyeron un 8% a \$11,1 millones en el segundo trimestre de 2016 comparado con los \$12,0 millones en el segundo trimestre de 2015 fundamentalmente debido a la disciplina financiera en curso y a las iniciativas de reducción de costos.

EBITDA ajustado: El EBITDA³ ajustado consolidado disminuyó un 27% a \$20,5 millones ó \$11,4 por boe, en el segundo trimestre de 2016 comparado con los \$28,1 millones o \$17,0 por boe, en igual período de 2015, debido principalmente a la baja en los ingresos como resultado de precios internacionales del petróleo más bajos, parcialmente compensado por una reducción significativa de los costos en efectivo (incluyendo costos operativos y costos de producción, G&A y los gastos por ventas).

- Colombia: el EBITDA ajustado disminuyó un 31% a \$16,4 millones
- Chile: el EBITDA ajustado aumentó a \$2,2 millones
- Brasil: el EBITDA ajustado disminuyó un 24% a \$4,4 millones
- Corporativo, Argentina y Perú: el EBITDA ajustado disminuyó a \$2,5 millones negativos.

La tabla a continuación muestra la producción, los volúmenes vendidos y un desglose de los componentes más significativos del EBITDA ajustado para el segundo trimestre de 2016 y el segundo trimestre de 2015, sobre una base por país y por boe:

EBITDA ajustado/boe	Colombia		Chile		Brasil		Total	
	2Q16	2Q15	2Q16	2Q15	2Q16	2Q15	2Q16	2Q15
Producción (boepd)	14.084	12.592	4.118	3.654	2.941	3.329	21.143	19.575
Variación de Stock/RIK ^a	(876)	(823)	(338)	(390)	(227)	(153)	(1.441)	(1.367)
Volumen de ventas (boepd)	13.208	11.769	3.780	3.264	2.714	3.176	19.702	18.208

³ Ver "Conciliación del EBITDA ajustado a ganancia (pérdida) antes del impuesto a las ganancias y EBITDA ajustado por Boe" incluido en esta gaceta de prensa.

% petróleo	100%	100%	40%	56%	2%	2%	75%	75%
(\$ por boe)								
Precio obtenido del petróleo	24,8	39,9	39,5	51,5	48,0	65,0	26,4	41,7
Precio obtenido del gas ^b	-	-	21,1	24,6	30,0	30,2	25,9	28,4
<i>Earn-out</i>	(1,0)	(1,5)	-	-	-	-	(0,7)	(1,0)
Precio combinado	23,8	38,4	28,5	39,6	30,3	30,7	25,6	37,4
Costos operativos	(4,0)	(9,1)	(14,8)	(21,6)	(5,1)	(2,3)	(6,2)	(10,8)
Regalías en efectivo	(1,1)	(2,6)	(1,2)	(1,8)	(2,8)	(3,5)	(1,4)	(2,6)
Gastos de ventas y otros	(0,1)	(1,5)	(0,7)	(1,2)	-	(1,0)	(0,3)	(0,8)
Netback operativo	18,7	25,0	11,8	15,0	22,4	23,9	17,7	23,2
G&A, G&G							(6,3)	(6,2)
EBITDA ajustado							11,4	17,0

a) RIK (Regalías en especie). Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 729 bopd en el segundo trimestre de 2016 y 743 bopd en el segundo trimestre de 2015. No se pagaron regalías en especie en Chile y Brasil.

b) Índice de conversión de \$mcf/\$boe=1/6.

Cargo a resultados (pase a pérdida) de esfuerzos infructuosos: Los gastos por pase a pérdida de esfuerzos infructuosos alcanzaron los \$0,4 millones en el segundo trimestre de 2016 comparados con los gastos inexistentes en el segundo trimestre de 2015, debido a un gasto no cobrado cargado a gastos durante el segundo trimestre de 2016 (originalmente incurrido en 2013) asociado a actividades exploratorias en el Bloque Flamenco (Chile).

Depreciación: Los cargos por depreciación consolidados disminuyeron un 32% a \$16,6 millones en el segundo trimestre de 2016, comparado con los \$24,4 millones in el segundo trimestre de 2015, debido principalmente a costos de depreciación más bajos por boe en Colombia y Chile y a costos por depreciación estables por boe en Brasil. En Colombia, la disminución en costos de depreciación por boe es el resultado del éxito de las perforaciones y el aumento de las reservas, mientras que en Chile, se debe principalmente a los cargos por desvalorización reconocidos en el cuarto trimestre de 2015.

Otros gastos: Otros cargos operativos no recurrentes disminuyeron a \$0,6 millones en el segundo trimestre de 2016 comparado con los \$1,6 millones en el segundo trimestre de 2015.

RESULTADOS NO OPERATIVOS CONSOLIDADOS Y GANANCIA DEL PERÍODO

Costo financiero: El costo financiero neto disminuyó un 6% a \$7,6 millones en el segundo trimestre de 2016, fundamentalmente por los costos de interés y cargos bancarios más bajos.

Ganancia en moneda extranjera: los cargos netos por moneda extranjera alcanzaron los \$9,6 millones de ganancia en el segundo trimestre de 2016 comparado con los \$3,7 millones en el segundo trimestre de 2015, debido principalmente al impacto de la apreciación (aproximadamente del 9% en el segundo trimestre de 2016 frente al 3% en el segundo trimestre de 2015) del Real Brasileño sobre la deuda neta denominada en dólares estadounidenses e incurrida a nivel de la subsidiaria local, donde la moneda funcional es el Real Brasileño.

Pérdida por impuesto a las ganancias: Las pérdidas por impuesto a las ganancias alcanzaron los \$6.3 millones en el segundo trimestre de 2016 comparado con los \$5,5 millones de pérdida en el segundo trimestre de 2015.

Ganancia neta: La pérdida del período alcanzó los \$1,6 millones en el segundo trimestre de 2016 comparado con la pérdida neta de \$9,4 millones en el segundo trimestre de 2015.

ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL

Efectivo y equivalentes de efectivo: El efectivo y equivalentes de efectivo totalizaron \$79,2 millones al 30 de junio de 2016. El efectivo y equivalentes de efectivo del cierre del ejercicio 2015 alcanzó los \$82,7 millones, debiéndose la diferencia, principalmente (i) al efectivo usado en actividades de inversión que ascienden a \$14,1 millones, (ii) el efectivo usado en actividades de financiamiento por \$18,2 millones (incluyendo los pagos de capital de \$10,1 millones relacionados con el préstamo del Banco Itau, el pago de intereses por \$12,8 millones y los \$5,2 millones cobrados de préstamos pendientes con las partes relacionadas) y (iii) el efectivo generado de actividades operativas que ascendieron a \$28,4 millones (incluyendo los \$10,0 millones recibidos del acuerdo de prepago con Trafigura en el primer trimestre de 2016).

La tabla a continuación muestra la conciliación entre efectivo y equivalentes de efectivo entre el 31 de marzo de 2016 y el 30 de junio de 2016.

(en millones de \$)	
Efectivo y equivalentes de efectivo – 31 de marzo, 2016	71,6
Efectivo de actividades operativas	8,5
Efectivo de actividades de inversión ^a	(5,7)
Efectivo de actividades financieras ^b	4,5
Efecto de la conversión de la moneda	0,4
Efectivo y equivalentes de efectivo – 30 de junio 2016	79,2

a) Incluye Capex en Colombia por \$5,0 millones durante 2Q2016.
b) Relacionado fundamentalmente con el producido neto cobrado de deudas préstamos pendientes con partes relacionadas por \$5,2 millones.

Líneas de crédito prepagas y disponibles: Al 30 de junio de 2016 la Compañía tiene un contrato a largo plazo (*offtake*) y de prepago con Trafigura de un máximo de \$100 millones (con \$10 millones recibidos) y aproximadamente \$45 millones en líneas de crédito abiertas.

Deuda financiera: La deuda financiera total (neta de costos de emisión de deuda) alcanzó los \$369,9 millones, incluyendo principalmente el bono de \$300 millones a vencer en 2020 y el préstamo del Banco Itau denominado en reales brasileños para la adquisición de una participación en el campo brasileño Manati que asciende a \$59,4 millones. Durante el segundo trimestre de 2016 no hubo pago de capital o de intereses.

INDICADORES FINANCIEROS^a

(en millones de \$)

Al finalizar el período	Deuda financiera	Posición financiera	Deuda bruta / EBITDA ajustado (últimos 12 meses)	Deuda Net a ^b / LTM Adj. EBITDA	Cobertura de intereses
2Q2015	370,4	105,3	2,6x	1,9x	4,7x
3Q2015	364,6	90,4	4,0x	3,0x	2,9x
FY2015	378,7	82,7	5,1x	4,0x	2,4x
1Q2016	363,0	71,6	5,3x	4,3x	2,2x
2Q2016	369,9 ^c	79,2	6,1x	4,8x	2,0x

- a) En base a los resultados financieros de los últimos 12 meses.
b) Incluido solo a efectos de la comparación. No incluye *incurrence test covenant* en la escritura de emisión de bono 2020.
c) La deuda financiera total aumentada en el segundo trimestre de 2016 comparada con el primer trimestre de 2016 corresponde a cargos de intereses acumulados.

Los *incurrence test covenants* financieros consolidados de Geopark incluidos en la escritura de emisión de Bonos 2020 son:

- Un ratio de apalancamiento, definido como deuda bruta al EBITDA ajustado, menor a 2,5x desde el año 2015 en adelante y,
- Un ratio de cobertura de intereses, definido como EBITDA ajustado dividido por los intereses pagados, por encima de 3,5x.

Conforme a lo expresado en la tabla anterior, al 30 de junio de 2016 el ratio de apalancamiento de la Compañía fue de 2,5 veces por encima del umbral incluido en la escritura de emisión de bonos 2020 y además, el Ratio de Cobertura de Intereses fue inferior a 3,5 veces el umbral incluido en la escritura de emisión de bonos 2020. Estos ratios se vieron afectados por el actual clima de precios bajos del petróleo. El incumplimiento de los *incurrence test* ratios no dispara un evento de *default*. Sin embargo, esta situación puede limitar la capacidad de la Compañía de incurrir en endeudamiento extra, además de la deuda permitida, tal como lo especifica la escritura que regula las Notas. Los *incurrence covenants* en contraposición a los *maintenance covenants* deben ser probados por la Compañía antes de incurrir en una deuda adicional o de realizar otras acciones corporativas específicas, por ejemplo, el pago de dividendos, pagos restringidos, etc.

INFORMACIÓN SELECCIONADA POR SEGMENTO DE NEGOCIOS

(no auditado)

Colombia	2Q2016	2Q2015
Ingresos netos por petróleo (millones \$)	28,6	41,2
Costos operativos y de producción* (millones \$)	-6,3	-12,6
EBITDA ajustado (millones \$)	16,4	23,6
Inversión en bienes de capital (millones \$)	4,9	2,1

Chile	2Q2016	2Q2015
Ingresos netos por petróleo (millones \$)	5,5	8,5
Ingresos netos por gas (millones \$)	4,3	3,2
Ingresos netos (millones \$)	9,8	11,8
Costos operativos y de producción* (millones \$)	-5,5	-7,0
EBITDA ajustado (millones \$)	2,2	-1,1
Inversión en bienes de capital (millones \$)	0,3	1,1

Brasil	2Q2016	2Q2015
Ingresos netos por petróleo (millones \$)	0,2	0,3
Ingresos netos por gas (millones \$)	7,3	8,6
Ingresos netos (millones \$)	7,5	8,9
Costos operativos y de producción* (millones \$)	-2,0	-1,7
EBITDA ajustado (millones \$)	4,4	5,8
Inversión en bienes de capital (millones \$)	0,9	0,4

* Costos de producción y operativos = Costos operativos + Regalías

ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

(no auditado)

(En millones de \$)

	2Q2016	2Q2015
INGRESOS NETOS		
Venta de petróleo crudo	34,3	50,2
Venta de gas	11,6	11,8
TOTAL INGRESOS NETOS	45,9	62,0
Costos de producción y operativos	-13,8	-22,5
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	-2,9	-3,6
Gastos administrativos (G&A)	-8,2	-8,4
Gastos de venta	-0,5	-1,1
Depreciación	-16,6	-24,4
Cargo a resultados de esfuerzos infructuosos	-0,5	-
Otros operativos	-0,6	-1,6
GANANCIA OPERATIVA (PÉRDIDA)	2,8	0,5
Neto, costos financieros	-7,6	-8,1
Ganancia en moneda extranjera (Pérdida)	9,6	3,7
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	4,7	-3,9
Impuesto a las ganancias	-6,3	-5,5
GANANCIA (PÉRDIDA) DEL PERÍODO	-1,6	-9,4
Participación minoritaria	-0,3	-1,9
ATRIBUIBLE A LOS PROPIETARIOS DE GEOPARK	-1,3	-7,6

CONCILIACIÓN DE EBITDA AJUSTADO A GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS

(no auditada)

2Q2016	Colombia	Chile	Brasil	Otros	Total
EBITDA ajustado	16,4	1,3	5,4	-1,7	20,5
Depreciación	-5,9	-9,0	-3,9	-0,1	-16,6
Cargo a resultados de esfuerzos infructuosos	0,0	-0,4	0,0	0,0	-0,4
Pagos basados en acciones	-0,2	-0,1	0,0	0,0	-0,2
Otros	-0,3	0,4	0,0	-0,4	-0,3
GANANCIA OPERATIVA (PÉRDIDA)	10,1	-5,4	1,1	-3,1	2,8
Neto, costos financieros					-7,6
Neto, cargos en moneda financiera					9,6
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS					4,7
2Q2015	Colombia	Chile	Brasil	Otros	Total
EBITDA ajustado	23,6	-1,0	5,8	-0,3	28,1
Depreciación	-11,8	-9,0	-3,5	-0,1	-24,4
Pagos basados en acciones	-0,2	-0,2	0,0	-1,6	-2,0
Otros	-0,4	-0,5	0,2	-0,7	-1,3

GANANCIA OPERATIVA (PÉRDIDA)	3,8	-16,2	3,2	-7,7	0,5
Neto, costos financieros					-8.1
Neto, cargos en moneda financiera					3.7
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS					-3.9

RESUMEN DEL ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL CONSOLIDADO

	Junio '16	Dic '15
Activo no corriente		
Bienes de uso (PP&E)	510,9	522,6
Otros activos no corrientes	43,1	49,4
Total de activos no corrientes	554,0	572,0
Activo corriente		
Inventarios	3,4	4,3
Créditos por ventas	11,4	13,5
Otros activos corrientes	29,9	31,3
Efectivo en bancos y en caja	79,2	82,7
Total de activos corrientes	123,9	131,8
Total Activos	677,9	703,8
Patrimonio neto		
Patrimonio neto atribuible a los propietarios de GeoPark	141,6	146,7
Participación minoritaria (NCI)	50,5	53,5
Total de patrimonio neto	192,1	200,2
Pasivo no corriente		
Deudas	331,4	343,2
Otros pasivos no corrientes	75,7	79,0
Total del pasivo no corriente	407,1	422,2
Pasivo corriente		
Deudas	38,5	35,4
Otros pasivos no corrientes	40,1	46,0
Total del pasivo corriente	78,6	81,4
Total Pasivos	485,8	503,6
Total del pasivo y patrimonio neto	677,9	703,8

OTRAS NOTICIAS/ HECHOS RECIENTES

Exitosas perforaciones de pozos de evaluación y de desarrollo en el Bloque Llanos 34 en Colombia

El programa de perforación de GeoPark para 2016 en el Bloque Llanos 34 comenzó al finalizar el segundo trimestre de 2016 con la perforación del pozo de evaluación Jacana 3 y continuó con la perforación del pozo de desarrollo Jacana 4, ambos probados y completados durante julio de 2016 destacándose los siguientes puntos:

- El pozo de evaluación Jacana 3 fue perforado a una profundidad total de 11.008 pies. El análisis de registros petrofísicos del pozo probó la presencia de hidrocarburos en toda la formación Guadalupe sin identificar contacto petróleo-agua, extendiendo por consiguiente el tamaño del campo. Las pruebas de producción de siete días en la formación Guadalupe arrojaron un índice de producción de aproximadamente 1.650 bopd (brutos) de 15 grados API, con un corte de agua aproximado del 1%.
- El pozo de desarrollo Jacana 4 fue perforado a una profundidad total de 10.370 pies. La prueba de producción en la formación Guadalupe arrojó un índice de producción de aproximadamente 1.950 bopd (brutos) de 16 grados API, con un corte de agua del 1%.

- Las instalaciones en superficie en los pozos Jacana 3 y Jacana 4 ya se encuentran en producción. Se requiere de un historial de producción mayor para determinar los caudales estabilizados de estos pozos.
- El pozo de avanzada Jacana 5 fue perforado y actualmente está siendo completado. El análisis preliminar de registros petrofísicos indica la presencia de hidrocarburos en la formación Guadalupe y se realizarán pruebas de producción en el mes de agosto.

Para más detalles, por favor remitirse a las gacetillas de GeoPark del 14 de junio, 7 de julio y 25 de julio de 2016.

INFORMACIÓN PARA LA CONFERENCIA TELEFÓNICA

GeoPark brindará los Resultados Financieros del segundo trimestre de 2016 a través de una conferencia telefónica y transmisión vía Internet el viernes 12 de Agosto de 2016 a las 10:00 a.m. (hora del Este).

El Director Ejecutivo, James F. Park, el Director Financiero, Andrés Ocampo y el Director de Operaciones, Augusto Zubillaga, analizarán los resultados financieros de GeoPark correspondientes al segundo trimestre de 2016, seguido de una sesión de preguntas y respuestas.

Las partes interesadas pueden acceder a la conferencia telefónica a través del siguiente número, fuera de los Estados Unidos: +1 920-663-6208. Dentro de los Estados Unidos, las partes interesadas pueden acceder a la conferencia a través del 866-547-1509 (Clave de acceso: 49661000). Para escuchar la transmisión vía internet, visite la sección "Soporte al Inversor" en el sitio web de la compañía (www.geo-park.com).

NUEVA INFORMACION DISPONIBLE

Desde el segundo trimestre de 2016 en adelante, las planillas de cálculo con información financiera trimestral y secuencial en formato Excel se cargarán trimestralmente en el Área de Soporte del sitio web de la Compañía.

Para más información contáctese con:

INVERSORES:

Pablo Ducci – Director Capital Markets
Santiago, Chile
T: +562 2242 9600
pducci@geo-park.com

Dolores Santamarina – Investor Manager
Buenos Aires, Argentina
T: +5411 4312 9400
dsantamarina@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

GeoPark puede visitarse en línea a través de www.geo-park.com

GLOSARIO

EBITDA Ajustado	El EBITDA ajustado se define como ganancia para el período antes del costo financiero neto, impuesto a las ganancias, depreciación, amortización, ciertas partidas de gastos sin movimiento de efectivo tales como las desvalorizaciones y pase a pérdida por esfuerzos infructuosos, acumulado de pagos basados en acciones y otros eventos extraordinarios.
EBITDA ajustado por boe	EBITDA ajustado dividido por el total de entregas de barriles de petróleo equivalente (boe)
Netback operativo por boe	Ingresos netos, menos los costos de producción (neto de los cargos por depreciación y acumulado de opciones de compra de acciones y adjudicación de acciones) y gastos de venta, divididos por el total de las entregas de barriles de petróleo equivalente. El <i>Netback</i> operativo equivale al EBITDA ajustado neto de gastos de efectivo incluidos en los costos administrativos, geológicos y geofísicos y otros costos operativos.
boe	Barriles de petróleo equivalente
Boepd	Barriles de petróleo equivalente por día
bopd	Barriles de petróleo por día
CEOP	Contrato Especial de Operación Petrolera (<i>Special Petroleum Operations Contract</i>)
D&M	DeGolyer and MacNaughton
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/day	Miles de metros cúbicos por día
PRMS	Sistema de gestión de recursos petroleros
SPE	Asociación de Ingenieros en petróleo
WI	Participación en la explotación
NPV10	Valor actual de los ingresos futuros estimados de petróleo y de gas, neto de gastos directos estimados, descontados a una tasa anual del 10%
Sqkm	Kilómetros cuadrados

AVISO

Para información adicional sobre GeoPark, por favor remitirse a la sección "Apoyo al Inversor" en el sitio web www.geo-park.com.

Montos y porcentajes redondeados: 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 previo al redondeo. Por tal motivo, ciertos montos porcentuales en la presente gacetilla pueden variar 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, entre otras, declaraciones respecto a la intención, convicción o expectativas actuales, sobre diversos asuntos, entre ellos el crecimiento esperado de la producción en 2016 y el plan de inversiones en bienes de capital (CapEx). Las declaraciones prospectivas se basan en las creencias y valores de la Gerencia, y en la información actualmente disponible para la Gerencia. Estas 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 se expresan a partir de la fecha en que son formuladas, y la Compañía no asume obligación alguna de actualizarlas teniendo en cuenta la información nueva o desarrollos futuros o bien, de divulgar las revisiones de estas declaraciones a fin de reflejar hechos o circunstancias posteriores, o de reflejar la ocurrencia de hechos no anticipados. Para debatir cuales de los riesgos que enfrenta la Compañía pueden afectarla 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.

Información sobre las reservas de petróleo y de gas: La Comisión de Valores de los EE.UU. (SEC) permite a las compañías de petróleo y de gas, en sus presentaciones ante este organismo, divulgar solo las reservas probadas, probables y posibles que cumplan con las definiciones de la SEC para dichos términos. GeoPark utiliza ciertos términos en la gacetilla de prensa, como por ejemplo "Reservas PRMS" que las reglas generales de la SEC no permiten a Geopark incluir en las presentaciones ante dicha Comisión. Como resultado de esto, la información en las presentaciones de la compañía ante la SEC con respecto a las reservas diferirá considerablemente de la información en esta gacetilla de prensa.

NPV10 para las reservas PRMS 1P, 2P y 3P no es un reemplazo de la medida normalizada de flujos de caja netos futuros descontados para las reservas probadas SEC.

Las estimaciones de reservas provistas en esta gacetilla son solo estimaciones y no existe garantía alguna de que las reservas estimadas sean recuperadas. Las reservas reales pueden finalmente probar ser mayores o menores que las estimadas provistas en este documento. Las declaraciones relativas a las reservas son por su naturaleza información prospectiva.

EBITDA ajustado: la Compañía define el EBITDA ajustado como ganancia para el período antes del costo financiero neto, impuesto a las ganancias, depreciación, amortización y ciertas partidas de gastos sin movimiento en efectivo, tales como las desvalorizaciones y pase a pérdida por activos de exploración y evaluación no exitosos o rentables, acumulados por opciones de compra de acciones y adjudicación de acciones, ganancia por compras a un valor inferior al precio del mercado en la adquisición de subsidiarias y otros eventos extraordinarios. El EBITDA ajustado no es una medida de ganancia o flujos de caja tal como lo determinan las NIIF, normas internacionales de información financiera (IFRS, por sus siglas en inglés). La

Compañía cree que el EBITDA ajustado es útil porque permite una evaluación más eficaz del desempeño operativo y compara los resultados de nuestras operaciones entre períodos sin considerar nuestros métodos financieros o estructura de capital. La Compañía excluye las partidas enunciadas anteriormente de las ganancias para el período al alcanzar el EBITDA ajustado, porque estos montos pueden variar considerablemente de una compañía a la otra dentro de nuestra industria, dependiendo de los métodos contables y de los valores contables de los activos, la estructura de capital y del método por el cual se adquieren los activos. El EBITDA ajustado no debería considerarse como una alternativa - o más significativo - a la ganancia del período o del flujo de efectivo de las actividades operativas tal como se lo determina conforme a las normas NIIF o como un indicador de nuestro desempeño operativo o liquidez. Ciertas partidas excluidas del EBITDA ajustado son componentes importantes para comprender y evaluar el desempeño financiero de una empresa; por ejemplo, el costo de capital, la estructura impositiva y el pase a pérdida (o cargos a resultados) importante o recurrente, así como también los costos históricos de los activos depreciables, ninguno de los cuales son componentes del EBITDA ajustado. El cómputo del EBITDA ajustado por parte de la Compañía puede no ser comparable a otras medidas nombradas de manera similar por otras compañías. Para una conciliación del EBITDA ajustado con la medición financiera de la ganancia según las normas NIIF para el año o período correspondiente, ver las tablas financieras que acompañan.

El *netback* operativo por boe no debería ser considerado como una alternativa - o más significativo - a la ganancia del período o del flujo de efectivo de las actividades operativas tal como se lo determina conforme a las normas NIIF como un indicador de nuestro desempeño operativo o liquidez. Ciertas partidas excluidas del *netback* operativo por boe son componentes importantes para comprender y evaluar el desempeño financiero de una compañía, por ejemplo, el costo de capital de la compañía y la estructura impositiva y el pase a pérdida (o cargos a resultados) importante y/o recurrente, así como también los costos históricos de los activos depreciables, ninguno de los cuales son componentes del *Netback* operativo por boe. El cómputo del *Netback* operativo por boe puede no ser comparable a otras medidas nombradas de manera similar de otras compañías. Para una conciliación del *Netback* operativo por boe con la medición financiera de la ganancia según las normas NIIF para el año o período correspondiente, ver las tablas financieras que acompañan.