



GEOPARK

PARA DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK INFORMA LOS RESULTADOS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2017¹

LA PRODUCCIÓN RÉCORD DE PETRÓLEO Y DE GAS TRIPLICÓ EL EBITDA AJUSTADO, LOGRÓ UNA GANANCIA NETA Y REDUJO EL NIVEL DE ENDEUDAMIENTO

Santiago, Chile – 10 de mayo de 2017 - 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 Perú informa sus resultados financieros consolidados correspondientes al período de tres (3) meses finalizado el 31 de marzo de 2017 ("Primer Trimestre" o "1Q2017").

Para analizar los resultados financieros del primer trimestre de 2017 se realizará una conferencia telefónica el día 11 de mayo de 2017 a las 10 de la mañana (hora del Este).

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. Las definiciones y terminología utilizada aquí se incluyen en el Glosario al final del documento. Esta publicación no contiene toda la información financiera de la Compañía. Como resultado de ello, la misma debería leerse conjuntamente con los estados contables y las notas de los estados contables para el período finalizado el 31 de marzo de 2017, disponible en el sitio web de la Compañía.

PUNTOS MÁS DESTACADOS DEL 2017

Operativos:

Producción récord de petróleo y de gas

- La producción de petróleo y de gas consolidada creció un 12% y alcanzó un récord de 25.180 boepd
- La producción de petróleo aumentó un 25% a 20.487 bopd, representando el 81% de la producción total
- La producción de gas cayó un 24% a 28,2 mmcfpd
- La producción actual es de de 26.500 boepd

Resultado exitoso de las perforaciones de exploración, evaluación y desarrollo

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

- Exploración: Se descubrió el pozo Chiricoca 1 en un nuevo campo petrolero y actualmente se encuentra produciendo 950 bopd brutos. El pozo Sinsonte 1 probando la extensión productiva de la falla oeste no fue exitoso y por lo tanto fue cerrado y abandonado. El pozo Jacamar 1 está siendo perforado actualmente.
- Evaluación: El pozo Jacana 11 fue terminado, probado y se encuentra produciendo actualmente 3.200 bopd y el pozo de evaluación Jacana Sur 2 está esperando ser terminado y probado en las próximas semanas.
- Desarrollo: El pozo Tigana Sur 6 fue terminado, probado y se encuentra produciendo actualmente 1.700 bopd brutos. El pozo Jacana Sur 1 fue perforado, terminado y está siendo probado a 900 bopd brutos en la formación Guadalupe y el pozo Jacana 7 fue perforado, terminado y actualmente está siendo probado a 1.175 bopd brutos en la formación Guadalupe. El pozo Jacana 8 fue perforado y terminado con pruebas planificadas durante el mes de mayo.

Financieros:

El programa de auto-financiamiento impulsa el rendimiento financiero

- Los ingresos aumentaron un 82% a US\$66,7 millones
- El *netback* operativo superó el doble alcanzando los US\$24,0 por boe
- El EBITDA Ajustado se triplicó a US\$38,8 millones o US\$19,0 por boe

- El flujo de efectivo de las operaciones por US\$45,2 millones casi duplicó la inversión en bienes de capital (CaPex) de US\$23,5 millones
- La ganancia neta fue de US\$5,8 millones

Se reduce el nivel de endeudamiento y se fortalece el Estado de Situación Patrimonial

- Amortización de la deuda financiera de US\$11,3 millones durante el trimestre
- La Deuda bruta al EBITDA Ajustado cayó bruscamente de 5,3x a 3,2x
- La deuda neta al EBITDA Ajustado disminuyó de 4.3x a 2.6x
- Se cubrió el 55-60% de la producción de petróleo del segundo trimestre de 2017 a un piso del precio del petróleo Brent de US\$50-US\$54/bbl
- Finalizó el trimestre con US\$70,3 millones en efectivo y equivalentes de efectivo

Estratégicos:

Cuatro (4) equipos de perforación actualmente operando para petróleo y gas

- Se esperan entre 8 y 10 nuevos pozos en Colombia, Chile y Argentina para el segundo trimestre de 2017
- En Colombia, se realizó un mayor trazado y desarrollo de los campos Tigana/Jacana y nuevos prospectos exploratorios en el Bloque Llanos 34 (Jacamar y Curucucu)
- En Chile, nuevos prospectos de gas en el Bloque Fell (operado por GeoPark con el 100% WI)
- En Argentina, nuevos prospectos de petróleo en la Cuenca Neuquina Bloque CN-V (operado por GeoPark con el 50% WI)
- La meta de producción para el año 2017 es de 26.500–27.500 boepd, conforme a lo planificado para una producción de salida superior a los 30.000 boepd en cuarto trimestre de 2017.

Se firmaron nuevos acuerdos comerciales

- El contrato de suministro de gas a largo plazo en Chile se extendió a diciembre de 2026
- En Chile, se firmó un nuevo contrato de venta de petróleo crudo con ENAP

James F. Park, Director Ejecutivo de GeoPark, declaró: “Las personas sobresalientes generan resultados sobresalientes. El primer trimestre del presente año muestra como nuestro éxito constante en los hallazgos de petróleo y de gas y la eficiencia operativa, nos conducen hacia logros financieros tangibles. Esto demuestra la creciente prosperidad subyacente en el rendimiento de GeoPark y en las futuras oportunidades – así como también la probada calidad de nuestro equipo, de los activos y del enfoque.”

RENDIMIENTO OPERATIVO CONSOLIDADO

La tabla a continuación presenta los indicadores clave de desempeño (KPI, por sus siglas en inglés) para el primer trimestre de 2017 comparado con los indicadores del cuarto trimestre de 2016 y primer trimestre de 2016:

Indicadores Clave	1Q2017	4Q2016	1Q2016
Producción de petróleo ^a (bopd)	20.487	18.798	16.347
Producción de gas (mcfpd)	28.152	28.770	37.009
Producción neta promedio (boepd)	25.180	23.593	22.518
Precio de petróleo Brent (US\$ per bbl)	54,7	51,1	35,4
Precio combinado (US\$ per boe)	32,6	29,3	19,1
- Petróleo (US\$ por bbl)	34,3	31,2	16,7
- Gas (US\$ por mcf)	5,2	4,6	4,5
Venta de Petróleo crudo (millones de US\$)	54,5	49,3	23,2
Venta de gas millones de US\$)	12,2	11,0	13,4
Ingresos (millones de US\$)	66,7	60,3	36,6
Contratos de gestión de riesgo de <i>commodities</i> (millones de US\$)	5,4	-2,6	0,0
Costos de producción y operativos ^b (millones de US\$)	-17,6	-20,8	-13,0
G&G, G&A ^c y Gastos de Ventas (millones de US\$)	-10,2	-13,2	-12,5
EBITDA Ajustado (millones de US\$)	38,8	27,0	11,6
EBITDA Ajustado (US\$ por boe)	19,0	13,1	6,0
<i>Netback</i> operativo (US\$ por boe)	24,0	19,2	11,0
Ganancia (Pérdida) (millones de US\$)	5,8	-26,0	-12,0
Inversiones en bienes de capital - CapEx (millones de US\$)	23,5	15,1	8,3
Efectivo y equivalentes de efectivo (millones de US\$)	70,3	73,6	71,6
Deuda financiera a corto plazo (millones de US\$)	32,2	39,3	30,7
Deuda financiera a largo plazo (millones de US\$)	309,5	319,4	332,4

a) Incluye las regalías gubernamentales pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 608, 718 y 769 bopd del primer trimestre de 2017, cuarto trimestre de 2016 y primer trimestre de 2016, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Chile y Brasil.

b) Los costos de producción y los costos operativos incluyen los costos operativos y regalías pagadas en efectivo.

c) Los gastos G&A incluyen US\$0,8, US\$0,5 y US\$0,4 millones para el primer trimestre de 2017, cuarto trimestre de 2016 y primer trimestre de 2016, respectivamente, de pagos basados en acciones (no en efectivo) que se excluyen del cálculo del EBITDA Ajustado.

Producción: La producción consolidada de petróleo y de gas creció un 12% a un récord de 25.180 boepd en el primer trimestre de 2017 comparado con los 22.518 boepd del mismo período de 2016. El aumento fue motivado por la producción de petróleo en Colombia, parcialmente compensada por la menor producción de gas en Chile y Brasil.

- Colombia: La producción de petróleo neta promedio aumentó un 30% a 19.330 bopd en el primer trimestre de 2017 comparada con los 14.871 bopd del primer trimestre de 2016 debido al éxito de las perforaciones de exploración y desarrollo en el Bloque Llanos 34.
- Chile: La producción de petróleo y de gas neta promedio disminuyó un 18% a 3.351 boepd en el primer trimestre de 2017 comparado con los 4.061 boepd del primer trimestre de 2016 debido a la disminución

natural de los campos con limitada actividad de perforación desde 2014, y sin actividad durante el primer trimestre de 2017.

- Brasil: La producción de petróleo y de gas neta promedio disminuyó un 30% a 2.499 boepd en el primer trimestre de 2017 comparado con los 3.586 boepd en el primer trimestre de 2016, atribuido principalmente a un menor consumo de gas por parte de los usuarios industriales brasileños.

La participación del petróleo en el "mix" de producción aumentó un 81% de la producción total informada en el primer trimestre de 2017 (frente al 73% del primer trimestre de 2016) debido a la exitosa campaña de perforación en el Bloque Llanos 34.

Actividades operativas recientes: Luego de los últimos acontecimientos anunciados en los resultados operativos correspondientes al primer trimestre de 2017, publicados el 10 de abril de 2017, GeoPark continuó con sus actividades en el Bloque Llanos 34 en Colombia, a saber:

- El pozo de desarrollo Jacana Sur 1, ubicado aproximadamente a 1,7 km al sudoeste del pozo Jacana 6, fue perforado a una profundidad total de 10.686 pies (alrededor de 135 pies, echado arriba del pozo Jacana 6) y terminado durante la segunda semana de mayo. Las pruebas realizadas con una bomba eléctrica sumergible en la formación Guadalupe arrojaron una tasa de producción de aproximadamente 900 bopd de 16,3 grados API, con un corte de agua del 1%, a través de un estrangulador (*choke, en inglés*) de 32/64 mm y una presión en boca de pozo de 78 libras por pulgada cuadrada (psi). Se requiere de un historial de producción más amplio para determinar los caudales estabilizados de este pozo. Las instalaciones en superficie ya se encuentra emplazadas y el pozo en producción.
- El pozo de desarrollo Jacana 7, ubicado aproximadamente a 0,9 km al nordeste del pozo Jacana 6, fue perforado a una profundidad total de 11.519 pies (alrededor de 26 pies, echado abajo del pozo Jacana 6) y terminado durante la segunda semana de mayo. Las pruebas realizadas con una bomba eléctrica sumergible en la formación Guadalupe arrojaron una tasa de producción de aproximadamente 1.175 bopd de 15,2 grados API, con un corte de agua del 6%, a través de un estrangulador de 32/64 mm y una presión en boca de pozo de 68 libras por pulgada cuadrada. Se requiere de un historial de producción más amplio para determinar los caudales estabilizados de este pozo. Las instalaciones en superficie ya se encuentra emplazadas y el pozo en producción.
- El pozo de desarrollo Jacana 8, ubicado aproximadamente a 0,8 km al Sur del pozo Jacana 1, fue perforado a una profundidad total de 10.882 pies, y su terminación y pruebas se esperan durante mayo. Conforme a la información de los registros petrofísicos, se encontró petróleo en las formaciones Mirador y Guadalupe.
- El pozo exploratorio Sinsonte 1, ubicado en una nueva extensión productiva de la falla al oeste de la falla Tigana/Jacana del Bloque Llanos 34, fue perforado a una profundidad total de 11.903 pies. Conforme a la información de los registros petrofísicos, se encontraron reservorios en las formaciones Guadalupe y Mirador, sin evidencia de hidrocarburos (ambos reservorios contenían agua). A continuación de estos resultados: (i) el pozo fue cerrado y abandonado, y (ii) se tomó la decisión de aplazar la perforación del pozo exploratorio Guaco 1, reemplazándolo por el pozo de desarrollo Tigana Sur 5.
- El pozo exploratorio Jacamar 1, ubicado en una nueva extensión productiva de la falla al este de la falla Tigana/Jacana en el Bloque Llanos 34, está siendo actualmente perforado.
- El pozo de evaluación Jacana Sur 2 está esperando ser terminado y probado en las próximas semanas.

Precios obtenidos y precios de referencia del petróleo: El precio promedio del crudo Brent fue de US\$54.7 por barril durante el primer trimestre de 2017, mientras que el precio de venta obtenido (o efectivo) de petróleo consolidado promedió los US\$34,3 por barril en el primer trimestre de 2017, un 10% arriba de los US\$31,2 por bbl del cuarto trimestre de 2016 y un aumento del 105% de los US\$16,7 por bbl del primer trimestre de 2016. Las diferencias entre los precios obtenidos y los precios de referencia son el resultado de los descuentos comerciales y de transporte y del diferencial Vasconia en Colombia.

La tabla a continuación presenta un desglose de referencia y precios netos de petróleo obtenidos en Colombia durante el primer trimestre de 2017:

1Q2017 – Precios obtenidos del petróleo	Colombia
(US\$ por bbl)	
Precio del Petróleo Brent	54,7

Diferencial Vasconia	(5,2)
Descuentos comerciales y de transporte	(15,2)
<u>Precio obtenido de petróleo</u>	<u>34,3</u>

En Colombia, los descuentos comerciales se relacionan, de manera principal, con los costos de transporte del petróleo, que 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).

Contratos de Gestión de Riesgo de Commodities – Precio del Petróleo Brent: En el primer trimestre de 2017, 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 obtenidas reflejan las operaciones cerradas en efectivo, mientras que las ganancias no realizadas reflejan cambios no monetarios entre los valores del contrato y la curva a plazo del petróleo Brent.

1Q2017 – Contratos de gestión de riesgo de commodities	(millones de US\$)
Ganancia realizada	0,2
Ganancia no realizada	5,2
<u>Ganancia neta</u>	<u>5,4</u>

La Compañía cuenta con los siguientes contratos de gestión de riesgo de *commodities* vigentes a la fecha de esta publicación:

- Para el período que finaliza el 30 de junio de 2017, GeoPark aseguró un precio Brent mínimo de US\$50 por bbl para 6.000 bopd a través de una estructura de “collar” de costo cero que incluye un precio máximo de US\$57 por bbl.
- Para el período que finaliza el 30 de septiembre de 2017, GeoPark aseguró un precio Brent mínimo de US\$53 por bbl para 6.000 bopd a través de una estructura “collar” de costo cero que incluye un precio máximo de US\$61 por bbl.

Ingresos: Los ingresos consolidados aumentaron un 82% a US\$66,7 millones el primer trimestre de 2017, comparado con los US\$36,6 millones del primer trimestre de 2016, principalmente motivado por ingresos de petróleo más altos parcialmente compensados por ingresos de gas más bajos.

Venta de petróleo crudo: Los ingresos por petróleo consolidados aumentaron un 135% a US\$54,5 millones en el primer trimestre de 2017, principalmente como resultado del aumento del 105% de los precios obtenidos de petróleo y un aumento del 17% en entregas de petróleo (comparado con el primer trimestre de 2016). Los ingresos por petróleo representaron un 82% de los ingresos totales comparado con el 63% del primer trimestre de 2016.

- Colombia: En el primer trimestre de 2017, los ingresos por petróleo aumentaron un 189% a US\$56,6 millones debido principalmente a precios obtenidos más altos y un aumento de las entregas. A partir del contrato con Trafigura, las ventas se dieron en boca de pozo, reduciendo ligeramente los ingresos con un beneficio resultante sobre los gastos de venta en comparación con el primer trimestre de 2016. Los precios obtenidos de petróleo aumentaron un 124% a US\$34,3 por bbl, de acuerdo con precios más altos del Brent y un diferencial más bajo respecto al marcador Vasconia. Las entregas de petróleo aumentaron un 30% a 18.375 bopd.

Los pagos en concepto de “*earn-out*” (deducidos de los ingresos por petróleo en Colombia) aumentaron a US\$2.4 millones en el primer trimestre de 2017, comparado con los US\$0,6 millones en igual período de 2016, de acuerdo con precios más altos del petróleo y una producción aumentada.

- Chile: En el primer trimestre de 2017, no se registraron ingresos por petróleo porque la Compañía estaba negociando un nuevo contrato de ventas con ENAP que fue firmado en mayo de 2017. Como resultado de ello, la producción de petróleo en Chile fue registrada como Inventario al 31 de marzo de 2017, y posteriormente entregada a ENAP en mayo de 2017 a un precio obtenido de US\$43,5 por bbl. Los ingresos registrados en mayo de 2017 de la venta de inventarios de petróleo crudo a ENAP ascendieron a US\$5,7 millones. En el primer trimestre de 2016, los ingresos por petróleo ascendieron a US\$4,0 millones, con precios obtenidos de petróleo de US\$29,8 por bbl y entregas de 1.462 bopd.

Venta de gas: Los ingresos consolidados por gas disminuyeron un 9% a US\$12,2 millones en el primer trimestre de 2017 comparado con los US\$13,4 millones en el primer trimestre de 2016 debido a menores entregas de gas en Chile y en Brasil.

- Chile: En el primer trimestre de 2017, los ingresos por gas cayeron un 8% a US\$4,8 millones debido principalmente a las menores entregas de gas como resultado de la disminución natural de los campos de gas y de la limitada actividad de perforación en 2016 y 2017. Los precios de gas se mantuvieron sin cambios a US\$4,4 por mcf (US\$26,5 por boe) en el primer trimestre de 2017. Las entregas de gas disminuyeron un 8% a 12.182 mcfd (2.030 boepd).
- Brasil: En el primer trimestre de 2017, los ingresos por gas disminuyeron un 12% a US\$7,2 millones, principalmente debido a menores entregas de gas parcialmente compensado por los precios más altos del gas. Los precios del gas, neto de impuestos, aumentaron un 29% a US\$5,9 por mcf (US\$35,4 por boe) debido a la apreciación del 20% de la moneda local y al ajuste por inflación del precio del gas (anual) en un 7% durante 2017. Las entregas de gas disminuyeron un 31% y sumaron 13.545 mcfd (2.258 boepd) debido a una demanda industrial más baja en el noreste del país.

Costos operativos y de producción ¹: Los costos operativos y de producción consolidados aumentaron un 35% a US\$17,6 millones en el primer trimestre de 2017, comparado con los US\$13,0 millones en igual período de 2016, debido a las mayores regalías pagadas en efectivo (US\$2,9 millones más comparado con el primer trimestre de 2016) y al aumento de los costos operativos (US\$1,6 millones más comparado con el primer trimestre de 2016), principalmente debido a mayores volúmenes de ventas (un 7% superior comparado con el primer trimestre de 2016), y la apreciación de las monedas locales en Colombia y Brasil.

Desglose de los Costos Operativos y de Producción en sus partes componentes:

Regalías: Las regalías consolidadas pagadas en efectivo (informadas en Costos Operativos y de Producción) aumentaron a US\$4,7 millones en el primer trimestre de 2017, comparado con los US\$1,8 millones en el primer trimestre de 2016, de acuerdo con el aumento de la producción y precios más altos del petróleo.

Costos operativos: Los costos operativos consolidados (sin incluir regalías) aumentaron un 14% a US\$12,8 millones durante el primer trimestre de 2017. Los costos operativos consolidados por boe aumentaron ligeramente a US\$6,2 por boe en el primer trimestre de 2017 de US\$5,8 por boe en el primer trimestre de 2016:

- Colombia: Los costos operativos aumentaron un 53% a US\$8,0 millones en el primer trimestre de 2017, principalmente como resultado del aumento de costos asociado con una mayor producción (las entregas de petróleo crecieron un 30% comparado con el primer trimestre de 2016), la reapertura de La Cuerva, un campo maduro de petróleo, y la revaluación de la moneda local (aproximadamente del 10% comparado con el primer trimestre de 2016). El campo petrolero La Cuerva, con costos operativos más altos que el Bloque Llanos 34, fue temporariamente cerrado a principio del primer trimestre de 2016 y reabierto en el tercer trimestre de 2016, aumentando así los niveles de costos operativos promedio en Colombia. Los costos operativos por boe aumentaron un 19% a US\$4,8 por boe.
- Chile: Los costos operativos disminuyeron un 45% a US\$2,7 millones en el primer trimestre de 2017 debido a menores entregas de petróleo (las entregas de petróleo y gas disminuyeron un 45% comparado con el primer trimestre de 2016) como resultado de un aumento en los niveles de inventario de petróleo. Los costos operativos por boe disminuyeron un 2% a US\$14,3 por boe.

¹ Costos operativos y de producción = Costos operativos más Regalías

- Brasil: Los costos operativos aumentaron a US\$2,2 millones en el primer trimestre de 2017 respecto de los US\$1,2 millones en el primer trimestre de 2016, principalmente como resultado de la apreciación de la moneda local (+20%) y de los costos de mantenimiento no recurrentes en Manati, parcialmente compensados por las menores entregas. Los costos operativos por boe aumentaron a US\$10,5 por boe.

Gastos de Venta: Los gastos de venta consolidados disminuyeron US\$0,4 millones en el primer trimestre de 2017 comparado con los US\$2,7 millones en el primer trimestre de 2016 principalmente como resultado de menores gastos de venta en Colombia. Los gastos de venta en Colombia disminuyeron un 96% a solo US\$0,1 millones como resultado del contrato a largo plazo (*offtake agreement*) con Trafigura ya que las ventas se producen en boca de pozo, y se registran como descuento al precio del petróleo. Los gastos de venta en Chile se mantuvieron estables a US\$0,2 millones.

Gastos de Administración: Los gastos de administración consolidados aumentaron un 14% a US\$8,5 millones en el primer trimestre de 2017 comparado con los US\$7,5 millones en el primer trimestre de 2016.

Gastos Geológicos y Geofísicos (G&G): Los gastos G&G disminuyeron un 49% a US\$1,2 millones en el primer trimestre de 2017, comparado con los US\$2,4 millones en el primer trimestre de 2016, principalmente como resultado de la asignación de montos más altos de estos gastos a proyectos capitalizados, debido a niveles de actividad de perforación más altos.

EBITDA Ajustado: El EBITDA Ajustado² consolidado se disparó un 236% a US\$38,8 millones, o US\$19,0 por boe, en el primer trimestre de 2017 comparado con los US\$11,6 millones, o US\$6,0 por boe, en el primer trimestre de 2016, principalmente motivado por la combinación de niveles de producción y precios obtenidos de petróleo más altos.

- Colombia: EBITDA Ajustado de US\$38,1 millones en el primer trimestre de 2017
- Chile: EBITDA Ajustado de US\$0,3 millones en el primer trimestre de 2017
- Brasil: EBITDA Ajustado de US\$3,8 millones en el primer trimestre de 2017
- Corporativo, Argentina y Perú: EBITDA Ajustado de -US\$3,3 millones (negativo) en el primer trimestre de 2017

La siguiente tabla muestra la producción, volúmenes vendidos y el desglose de los componentes más significativos del EBITDA Ajustado para el primer trimestre de 2017 y el primer trimestre de 2016, sobre una base "por país" y "por boe":

EBITDA Ajustado/boe	Colombia		Chile		Brasil		Total	
	1Q17	1Q16	1Q17	1Q16	1Q17	1Q16	1Q17	1Q16
Producción (boepd)	19.330	14.871	3.351	4.061	2.499	3.586	25.180	22.518
Variación de stock /RIK ^a	(955)	(783)	(1.314)	(424)	(204)	(289)	(2.473)	(1.496)
Volumen de ventas (boepd)	18.375	14.088	2.037	3.637	2.295	3.297	22.707	21.022
% petróleo	100%	100%	0%	40%	2%	1%	81%	74%
(US\$ por boe)								
Precio obtenido de petróleo	34,3	15,3	-	29,8	59,5	43,0	34,3	16,7
Precio obtenido de gas ^b	-	-	26,5	26,5	35,4	27,5	31,6	27,1
<i>Earn-out</i>	(1,4)	(0,4)	-	-	-	-	(1,1)	(0,3)
Precio combinado	32,9	14,9	26,5	27,8	35,8	27,8	32,6	19,1

² Ver "Conciliación del EBITDA ajustado a ganancia (pérdida) antes del Impuesto a las Ganancias y EBITDA ajustado por Boe" incluido en esta gacetilla de prensa.

Costos operativos	(4,8)	(4,0)	(14,3)	(14,6)	(10,5)	(4,0)	(6,2)	(5,8)
Regalías en efectivo	(2,4)	(0,5)	(0,8)	(1,1)	(3,1)	(2,5)	(2,3)	(0,9)
Gastos de venta y otros	0,1	(2,1)	(1,1)	(0,6)	-	(0,1)	(0,1)	(1,4)
Netback operativo/boe	25,8	8,3	10,4	11,5	22,2	21,2	24,0	11,0
G&A, G&G							(5,0)	(5,0)
EBITDA Ajustado/boe							19,0	6,0

- a) RIK (Regalías en Especie). Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 608, 718 y 769 bopd en el primer trimestre de 2017, cuarto trimestre de 2016 y primer trimestre de 2016, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Chile y Brasil.
- b) Índice de Conversión de US\$mcf/US\$boe=1/6.

Depreciación: Los cargos por depreciación consolidados disminuyeron un 27% a US\$15,7 millones en el primer trimestre de 2017, comparado con los US\$21,5 millones en el primer trimestre de 2016, debido principalmente a menor costo de depreciación boe en Colombia y como resultado de la combinación del éxito en las perforaciones y el aumento de reservas, compensado parcialmente por un aumento de la producción. Los costos de depreciación por boe disminuyeron un 32% a US\$7,7 por boe.

Otros gastos: Otros gastos operativos disminuyeron un 30% a US\$0,5 millones en el primer trimestre de 2017, comparado con los US\$0,7 millones en el primer trimestre de 2016.

RESULTADOS NO OPERATIVOS CONSOLIDADOS Y GANANCIA DEL PERÍODO

Costo financiero: El costo financiero neto aumentó ligeramente a US\$9,2 millones en el primer trimestre de 2017, comparado con los US\$9,0 millones en el primer trimestre de 2016.

Divisas: Los cargos por divisa extranjera totalizaron una ganancia de US\$2,9 millones en el primer trimestre de 2017 en comparación con la ganancia de US\$7,5 millones en el primer trimestre de 2016, principalmente debido a la menor apreciación del Real Brasileño. Las diferencias cambiarias se generaron principalmente por la apreciación del Real Brasileño respecto de la deuda denominada en dólar estadounidense incurrida a nivel de la subsidiaria local, donde la moneda funcional es el Real Brasileño.

Impuesto a las Ganancias: Los gastos por impuesto a las ganancias totalizaron US\$16,0 millones en el primer trimestre de 2017, debido a mayores ganancias en Colombia, comparado con la recuperación de US\$0,7 millones durante el primer trimestre de 2016.

Ganancia neta: La Compañía registró una Ganancia neta por primera vez en nueve (9) trimestres. La ganancia neta del período totalizó US\$5,8 millones en el primer trimestre de 2017 comparado con la pérdida de US\$12,0 millones del primer trimestre de 2016, principalmente como resultado de los mayores ingresos y menores gastos geológicos y geofísicos (G&G), gastos de venta y depreciación, parcialmente compensados por un impuesto a las ganancias más alto.

ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL

Efectivo y equivalentes de efectivo: El efectivo y equivalentes de efectivo totalizaron US\$70,3 millones a partir del 31 de marzo de 2017. El efectivo y equivalentes de efectivo del cierre del ejercicio 2016 ascendieron a US\$73,6 millones. La diferencia refleja el efectivo usado en actividades de inversión de US\$23,5 millones, al efectivo usado en actividades de financiación de US\$23,8 millones (constituido por el pago de capital de US\$11,3 millones relacionados principalmente con el préstamo del Banco Itau más el pago de intereses), y el efectivo generado de actividades operativas que ascendieron a US\$45,2 millones.

Facilidades de pago anticipado y Líneas de crédito disponibles: Al 31 de marzo de 2017 la Compañía tiene un contrato a largo plazo (*offtake*) y de pago anticipado con Trafigura de un máximo de US\$100 millones (con US\$20 millones recibidos, de los cuales US\$2,5 millones fueron cancelados el primer trimestre de 2017) y aproximadamente US\$31 millones en líneas de crédito abiertas.

Deuda Financiera: La deuda financiera total (neta de costos de emisión) ascendió a US\$341,7 millones, incluyendo los US\$300 millones del bono 2020 y el préstamo del Banco Itau (tomado originalmente para la adquisición de un interés en el campo Manatí en Brasil) de US\$39,2 millones.

INDICADORES FINANCIEROS^a

(millones de US\$)

Al finalizar el período	Deuda financiera	Efectivo y equivalentes de efectivo	Deuda bruta / EBITDA ajustado LTM	Duda neta ^b / EBITDA ajustado LTM	Cobertura de intereses
1Q2016	363,0	71,6	5,3x	4,3x	2,2x
2Q2016	369,9	79,2	6,1x	4,8x	2,0x
3Q2016	352,9	63,6	5,7x	4,7x	2,0x
4Q2016	358,7	73,6	4,6x	3,6x	2,7x
1Q2017	341,7	70,3	3,2x	2,6x	3,4x

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

b) Incluido solo a efectos de la comparación. No incluido en el Bono 2020 emitido.

Las cláusulas del *incurrence test* financiero consolidado de Geopark incluidas 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 31 de marzo de 2017 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 las condiciones de precio desde la segunda mitad de 2014. 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. Las cláusulas "*incurrence covenants*" en contraposición a las cláusulas "*maintenance covenants*" deben ser evaluadas por la Compañía antes de incurrir en una deuda adicional o de realizar otras acciones corporativas específicas, por ejemplo, el pago de dividendos y pagos restringidos.

**INFORMACIÓN SELECCIONADA POR SEGMENTO DE NEGOCIOS
(NO AUDITADO)**

Colombia	1Q2017	1Q2016
Ingresos (millones de US\$)	54,4	19,0
Costos operativos y de Producción ^a (millones de US\$)	-11,9	-5,8
EBITDA Ajustado (millones de US\$)	38,1	6,6
Inversión en bienes de Capital ^b (millones de US\$)	19,2	1,6
Chile	1Q2017	1Q2016
Venta de petróleo crudo (millones de US\$)	0,0	4,0
Venta de gas (millones de US\$)	4,8	5,2
Ingresos (millones de US\$)	4,9	9,2
Costos operativos y de producción ^a (millones de US\$)	-2,8	-5,2
EBITDA Ajustado (millones de US\$)	0,3	1,3
Inversión en bienes de Capital ^b (millones de US\$)	1,5	6,7
Brasil	1Q2017	1Q2016
Venta de petróleo crudo (millones de US\$)	0,2	0,2
Venta de gas (millones de US\$)	7,2	8,2
Ingresos (millones de US\$)	7,4	8,3
Costos operativos y de Producción ^a (millones de US\$)	-2,8	-2,0
EBITDA Ajustado (millones de US\$)	3,8	5,4
Inversión en bienes de Capital ^b (millones de US\$)	2,1	0,1

- a) Operación y Producción = Costos operativos + Regalías.
b) La diferencia con la cifra informada en la tabla de Indicadores Clave corresponde principalmente a las inversiones en bienes de capital en Argentina.

**ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO
(NO AUDITADO)**

(En millones de US\$)

	1Q2017	1Q2016
INGRESOS		
Venta de petróleo crudo	54,5	23,2
Venta de gas	12,2	13,4
TOTAL INGRESOS	66,7	36,6
Contratos de gestión de riesgo de <i>commodities</i>	5,4	0,0
Costos operativos y de Producción	-17,6	-13,0
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	-1,2	-2,4
Gastos administrativos (G&A)	-8,5	-7,5
Gastos de venta	-0,4	-2,7
Depreciación	-15,7	-21,5
Cargo a resultados de esfuerzos infructuosos	-	-
Desvalorización de activos no financieros	-	-
Otros operativos	-0,5	-0,7
GANANCIA OPERATIVA (PÉRDIDA)	28,1	-11,2
Costos financieros, ganancia (pérdida) neta en moneda extranjera	-9,2	-9,0
	2,9	7,5
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	21,8	-12,7
Impuesto a las ganancias	-16,0	0,7
GANANCIA (PÉRDIDA) DEL PERÍODO	5,8	-12,0
Participación minoritaria	2,2	-2,8
ATRIBUIBLE A LOS PROPIETARIOS DE GEOPARK	3,6	-9,3

RESUMEN DEL ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL CONSOLIDADO

(En millones de US\$)	Mar '17	Dec '16
	(No Auditado)	(Auditado)
Activo no corriente		
Bienes de uso (PP&E)	480,4	473,6
Otros activos no corrientes	43,8	45,7
Total de activos no corrientes	524,2	519,3
Activo corriente		
Inventarios	8,2	3,5
Créditos por ventas	13,4	18,4
Otros activos corrientes	33,1	25,7
Efectivo en bancos y en caja	70,3	73,6
Total de activos corrientes	125,0	121,2
Total de Activos	649,2	640,5
Patrimonio neto		
Patrimonio neto atribuible a los propietarios de GeoPark	110,9	105,8
Participación minoritaria (NCI)	38,0	35,8
Total del patrimonio neto	148,9	141,6
Pasivo no corriente		
Préstamos	309,5	319,4
Otros pasivos no corrientes	78,4	80,0
Total Pasivo no corriente	387,9	399,4
Pasivo Corriente		
Préstamos	32,2	39,3
Otros pasivos no corrientes	80,1	60,2
Total del Pasivo Corriente	112,3	99,5
Total del Pasivo	500,2	498,9
Total del Pasivo y Patrimonio Neto	649,2	640,5

RESUMEN DEL ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO (NO AUDITADO)

(En millones de US\$)	1Q2017	1Q2016
Flujo de efectivo de actividades operativas	45,2	19,9
Flujo de efectivo usado en actividades de inversión	-23,5	-8,4
Flujo de efectivo usado en actividades de financiamiento	-23,8	-22,7
Cambio neto	-2,1	-11,1

**CONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO A GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS
(NO AUDITADO)**

1Q2017 (En millones de US\$)	Colombia	Chile	Brasil	Other	Total
EBITDA Ajustado	38,1	0,3	3,8	-3,3	38,8
Depreciación	-8,6	-4,7	-2,3	-0,1	-15,7
Contratos de gestión de riesgo de <i>commodities</i>	5,2	-	-	-	5,2
Pagos basados en acciones y otros	1,2	-0,1	-0,5	-0,8	-0,2
GANANCIA OPERATIVA	35,9	-4,5	1,0	-4,2	28,1
Costos financieros, neto de cargos por divisa, neto					-9,2
					2,9
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS					21,8

1Q2016 (En millones de US\$)	Colombia	Chile	Brasil	Other	Total
EBITDA Ajustado	6,6	1,3	5,4	-1,7	11,6
Depreciación	-8,5	-9,1	-3,9	-0,1	-21,5
Pagos basados en acciones y otros	-0,1	0,0	-0,1	-1,0	-1,3
GANANCIA OPERATIVA (PÉRDIDA)	-1,9	-7,8	1,3	-2,8	-11,2
Costos financieros, neto de cargos por divisa, neto					-9,0
					7,5
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS					-12,7

INFORMACIÓN DE LA LLAMADA EN CONFERENCIA

GeoPark realizará la teleconferencia de resultados financieros del primer trimestre de 2017 y su transmisión por Internet el jueves 11 de mayo de 2017, a las 10.00 de la mañana (EST).

El Gerente General, James F. Park, el Gerente de Finanzas, Andrés Ocampo, y el Gerente de Operaciones, Augusto Zubillaga, discutirán los resultados financieros de GeoPark para el 1Q2017, y habrá una sesión de preguntas y respuestas inmediatamente después de dicha presentación.

Aquellos interesados en participar en la conferencia telefónica pueden hacerlo marcando los siguientes números:

Participantes de los Estados Unidos: 866-547-1509
Participantes Internacionales: +1 920-663-6208
Passcode: 66557648

Se recomienda visitar la página web antes de la llamada y descargar el software de streaming requerido para escuchar el webcast.

Al finalizar la teleconferencia, en la sección de Soporte al Inversor del sitio web de la Compañía, www.geopark.com, estará disponible un archivo con la repetición del webcast.

Para más información, comunicarse con:

INVERSORES:

Stacy Steimel – Directora de Valor para Accionistas
Santiago, Chile
T: +56 (2) 2242-9600
ssteimel@geo-park.com

Dolores Santamarina – Gerente de Inversores
Buenos Aires, Argentina
T: +54 (11) 4312-9400
dsantamarina@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

GeoPark puede visitarse en el siguiente sitio www.geo-park.com.

GLOSARIO

EBITDA Ajustado	El EBITDA ajustado se define como ganancia del ejercicio antes de deducir costo financiero neto, impuesto a las ganancias, depreciación, amortización, ciertas partidas no monetarias tales como desvalorización y pase a pérdida por esfuerzos no exitosos, devengo de pagos en acciones, el resultado no realizado en los contratos de gestión de riesgo de commodities y otros eventos no recurrentes
EBITDA Ajustado per boe	EBITDA ajustado dividido por el total de entregas de boe
Netback Operativo por boe	Ingresos netos, menos costos de producción (netos de cargos por depreciación y acumulación de opciones de compra de acciones y adjudicación de acciones) y gastos de venta, divididos por las entregas totales de boe. El netback operativo es equivalente al EBITDA ajustado, neto de los gastos en efectivo incluidos en los costos administrativos, geológicos y geofísicos y otros costos operativos
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 (Special Petroleum Operations Contract)
D&M	DeGolyer and MacNaughton
Costos de Descubrimiento y Desarrollo	Costos de descubrimiento y desarrollo, calculados como gastos de capital en 2016 divididos por la suma de las reservas netas aplicables antes de cambios en el Capital de Desarrollo Futuro
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. (Petroleum Resources Management System)
SPE	Asociación de Ingenieros en Petróleo (Society of Petroleum Engineers)
WI	Participación en explotación
NPV10	Valor actual de los ingresos futuros estimados de petróleo y gas, netos de gastos directos estimados, descontados a una tasa anual del 10%
Sqkm	Kilómetros cuadrados

NOTA

Para mayor información sobre GeoPark, visitar la sección "Soporte 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.

Este comunicado contiene algunos criterios de medición 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 dichos criterios pueden no ser comparables con mediciones similares usadas por otras compañías. Dichos criterios de medición se han incluido aquí para proporcionar cifras adicionales a los lectores para evaluar el desempeño de la Compañía. No obstante, estos no son indicadores confiables del desempeño futuro de la Compañía y puede ocurrir que el desempeño futuro no sea comparable al desempeño en periodos anteriores.

DECLARACIONES PREVENTIVAS RELACIONADAS CON LA 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 palabras tales como "anticipar", "creer", "poder", "tener la intención", "estimar" "tener expectativa", "debería", "planear", "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 y el rendimiento esperado, el netback operativo por boe y el plan de gastos de capital para la producción en 2017. 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 sucesos 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 Comisión de Valores permite a las compañías de petróleo y gas, en sus presentaciones ante dicho organismo, presentar solamente las 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. Por lo tanto, la información contenida en los documentos presentados por la Compañía ante la SEC con respecto a las reservas difiere significativamente de la información brindada en este comunicado.

El NPV10 para las reservas 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 las reservas proporcionadas en este comunicado son sólo estimaciones y no hay garantía de que las reservas estimadas sean recuperadas. Las reservas reales pueden resultar ser mayores o menores que las estimaciones aquí proporcionadas. Las declaraciones relativas a reservas son, por su naturaleza, declaraciones a futuro.

EBITDA ajustado: La Compañía define el EBITDA Ajustado como ganancia del ejercicio antes de deducir costo neto de financiamiento, impuesto a las ganancias, depreciación, amortización y ciertas partidas no monetarias tales como desvalorización y pase a pérdida de activos por exploración y evaluación no exitosa, acumulados por opciones de compra de acciones y adjudicación de acciones, resultados no realizados en los 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 tal como los determinan las NIIF (Normas Internacionales de Información Financiera). La Compañía considera que el EBITDA Ajustado es útil porque nos permite evaluar más eficazmente nuestro desempeño operativo y comparar los resultados de nuestras operaciones período a período sin tener en cuenta nuestros métodos de financiamiento o estructura de capital. La Compañía excluye las partidas mencionadas de la ganancia 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 una cifra más significativa que la ganancia para el período o los flujos de efectivo de las actividades operativas según lo determinan las NIIF o como un indicador de nuestro desempeño operativo o liquidez. Algunas partidas que son excluidas 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 la empresa y los pasajes a pérdida significativos y / o recurrentes, así como los costos históricos de los activos depreciables, y ninguno de ellos es considerado en el EBITDA Ajustado. Puede ocurrir que el cálculo de EBITDA Ajustado realizado por la Compañía no sea comparable a mediciones similares de otras compañías. Para conciliar el EBITDA Ajustado con la medición financiera según NIIF del resultado del ejercicio o período correspondiente, ver los cuadros financieros adjuntos.

El netback operativo por boe no debe considerarse una alternativa o una cifra más significativa que las ganancias para el período o los flujos de efectivo de las actividades operativas según se determina de acuerdo con las NIIF ni como un indicador de nuestro desempeño o liquidez operativa. Algunos conceptos excluidos del netback operativo por boe son componentes significativos para la comprensión y evaluación del desempeño financiero de la empresa, tales como el costo de capital y la estructura tributaria de la compañía y los pasajes a pérdida significativos y / o recurrentes, y los costos históricos de los activos depreciables, y ninguno de ellos es tenido en cuenta en el Netback operativo por boe. Puede ocurrir que el cálculo de la Compañía del Netback operativo por boe no sea comparable a mediciones similares de otras compañías. Para conciliar el Netback operativo por boe con la medición financiera según NIIF del resultado del ejercicio o período correspondiente, ver las tablas financieras adjuntas.

¹ Este documento es una traducción libre de un documento original en inglés que se encuentran en la sección Press Room en nuestra página web. En caso de discrepancia y/u omisión de cierta información entre este documento y su original en inglés, prevalecerá el original en inglés. Sugerimos consultar la versión original en <http://www.geo-park.com/en/news/> para más información.