



GEOPARK

PARA DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK INFORMA LOS RESULTADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2017

EL ÉXITO OPERATIVO IMPULSA EL ÉXITO FINANCIERO

Santiago, Chile – 16 de agosto 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 meses finalizado el 30 de junio de 2017 ("Segundo Trimestre" o "2T2017").

Para analizar los resultados financieros del segundo trimestre de 2017 se realizará una conferencia telefónica el día 17 de agosto 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 especifique lo contrario. 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 30 de junio de 2017, disponible en el sitio web de la Compañía.

PUNTOS MÁS DESTACADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE 2017

Resultados Operativos:

Récord de producción consolidada de petróleo y de gas

- La producción consolidada de petróleo y de gas creció un 24% y alcanzó un récord de 26.123 boepd.
- La producción de petróleo aumentó un 41% a 21.930 bopd, representando el 84% de la producción total.
- La producción de petróleo de Colombia continuó aumentando un 49% a 20.951 bopd.
- La producción de gas cayó un 25% a 25,2 mmcfpd.
- La producción consolidada actual se encuentra por encima de los 28.000 boepd.
- Se espera que la salida de producción de 2017 exceda los 30.000 boepd.

GeoPark Colombia supera hito de producción bruta de 40 millones de barriles

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

- Exploración: el pozo Jacamar 1 descubrió un nuevo yacimiento de petróleo, y actualmente se encuentra produciendo 300 bopd brutos y se perforó el pozo Curucucu 1 y se está completando para prueba.
- Avanzada: los pozos Jacana Sur 2 y Jacana 8 se perforaron, completaron y están produciendo actualmente 1.800 bopd brutos. Se perforó el pozo de avanzada Jacana 9 y se encuentra bajo prueba. Se perforó el pozo de avanzada Jacana 10 y está produciendo más de 800 bopd.
- Desarrollo: los pozos Jacana 7, Jacana Sur 1 y Tigana Sur 5 se perforaron, completaron y actualmente produciendo 2.800 bopd brutos.
- La producción operada bruta de GeoPark excede los 51.000 barriles por día.

Nuevo descubrimiento de yacimiento en Argentina

- Descubrimiento del yacimiento petrolero Rio Grande Oeste en el bloque CN-V (operado por GeoPark con el 50% WI) en la Cuenca Neuquina. El pozo exploratorio Rio Grande Oeste 1 mostró un potencial de espesor neto de 400 pies y probó exitosamente 300 bopd brutos.

Resultados Financieros:

Margen de EBITDA ajustado aumentó un 49%

- Ingresos aumentaron 64% a US\$75,2 millones.
- Netbacks operativos de US\$ 22,2 por boe, US\$ 4,5 por boe ó incremento del 25%.
- EBITDA ajustado del segundo trimestre aumentó 81% a US\$ 37,1 millones y duró doce meses. El EBITDA ajustado alcanzó los US\$ 122,2 millones.
- EBITDA ajustado por boe aumentó un 39% a US\$ 15,9 por boe.
- Cash flow de las operaciones US\$ 33,9 millones, excedió inversión en bienes de capital por 1,3 x.
- Pérdidas netas de \$1.1 millones impactadas por bajas de pozos de \$4.6 millones por resultados no exitosos.

Mejora en el estado de situación patrimonial

- La deuda bruta con el EBITDA ajustado disminuyó de 3,2x a 2,8x.
- La deuda neta con el EBITDA ajustado disminuyó de 2,6x a 2,2x.
- Coeficiente de cobertura de intereses a 4,1x ahora por encima de 2020. Relación de prueba de incurrencia de bonos de 3,5x.
- 40-50% de producción de petróleo cubierta en el 2H2017 con el piso de precio Brent de US\$50- US\$54/bbl.
- Aumento de efectivo y equivalentes de efectivo a US\$77,0 millones

Resultados estratégicos:

Programa intensivo de perforación de exploración y evaluación en 3T2017

- Cuatro plataformas de perforación en operación, apuntando a 12-13 pozos de petróleo y gas en Colombia, Chile y Argentina
- En Colombia, perforación de siete pozos, principalmente para evaluación, para delinear aún más los yacimientos del sur de Jacana y del norte Tigana en el bloque Llanos 34
- En Chile, apuntando a un nuevo prospecto de gas poco profundo en el bloque Fell (operado por GeoPark con un WI de 100%)
- En Argentina, apuntando a cuatro pozos de petróleo en los bloques Sierra del Nevado y Puelen (no operados por GeoPark con un WI de 18%)

Mejor visibilidad de mercado

- Aumento del volumen de operaciones accionarias a aproximadamente US\$1 millón por día durante los últimos doce meses y más de US\$1,7 millones durante los últimos tres meses.

James F. Park, Director Ejecutivo de GeoPark, dijo: "El repetido éxito operacional de nuestro equipo en tierra continúa liderando nuestro exitoso desempeño financiero. Nuestra cartera de activos de alto potencial administrados por riesgo ofrece resultados consistentemente. Colombia nos impulsa con un proyecto de gran escala, de bajo costo y probado. Argentina representa una nueva y emocionante entrada en un país con espacio para crecer. Brasil y Chile brindan estabilidad y nuevas oportunidades. Perú es el objetivo de la próxima gran etapa de crecimiento. Y, todo construido para trabajar en el contexto actual de bajos precios de petróleo. GeoPark tiene el equipo, los activos, el capital, la posición y el plan para soportar, crecer y prosperar a largo plazo en los mercados energéticos en evolución. Todo ello apoyado por una plataforma única de quince años establecida en toda América Latina, la región de hidrocarburos más dinámica y prometedora de la actualidad".

RENDIMIENTO OPERATIVO CONSOLIDADO

Indicadores de rendimiento clave:

Indicadores Clave	2T2017	1T2017	2T2016	1T2017	1T2016
Producción de petróleo ^a (bopd)	21,930	20,487	15,530	21,213	15,939
Producción de gas (mcfpd)	25,158	28,152	33,678	26,646	35,357
Producción neta promedio (boepd)	26,123	25,180	21,143	25,654	21,831
Precio de petróleo Brent (US\$ por bbl)	51,0	54,7	47,0	52,8	41,1
Precio combinado (US\$ por boe)	32,2	32,6	25,6	32,4	22,3
- Petróleo (US\$ por bbl)	33,4	34,3	26,4	33,8	21,4
- Gas (US\$ por mcf)	5,5	5,2	4,3	5,3	4,4
Venta de Petróleo crudo (US\$ millones)	64,1	54,5	34,3	118,6	57,5
Venta de gas (US\$ millones)	11,1	12,2	11,6	23,3	25,0
Ingresos (US\$ millones)	75,2	66,7	45,9	141,9	82,5
Contratos de Gestión de Riesgo de <i>Commodities</i> (US\$ millones)	5,9	5,4	-	11,3	-
Costos de producción y operativos ^b (US\$ millones)	-25,3	-17,6	-13,8	-42,9	-26,8
G&G, G&A ^c y gastos de venta (US\$ millones)	-13,9	-10,2	-11,6	-24,1	-24,2
EBITDA Ajustado (US\$ millones)	37,1	38,8	20,5	75,9	32,0
EBITDA Ajustado (US\$ por boe)	15,9	19,0	11,4	17,3	8,6
<i>Netback</i> operativo (US\$ por boe)	22,2	24,0	17,7	23,0	14,2
Ganancia (pérdida) (US\$ millones)	-1,1	5,8	-1,6	4,7	-13,7
Inversiones en bienes de capital - CapEx (US\$ millones)	25,9	23,5	5,7	49,4	14,1
Efectivo y equivalentes de efectivo (US\$ millones)	77,0	70,3	79,2	77,0	79,2
Deuda financiera a corto plazo (US\$ millones)	31,7	32,2	38,5	31,7	38,5
Deuda financiera a largo plazo (US\$ millones)	314,6	309,5	331,4	314,6	331,4

a) Incluye las regalías gubernamentales pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 781, 608 y 729 bopd del 2T2017, 1T2017 y 2T2016, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Chile y Brasil.

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

c) Los gastos G&A incluyen US\$0,8, US\$0,8 y US\$0,1 millones para el 2T2017, 1T2017 and 2T2016, 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 24% a un récord de 26.123 boepd en el 2T2017 comparado con 21.143 boepd en el 2T2016. El aumento fue impulsado por la producción petrolera colombiana, parcialmente compensada por la menor producción de gas en Chile y Brasil.

- Colombia: La producción neta promedio de petróleo y gas aumentó un 49% a 21.015 bopd en el 2T2017 comparado con 14.084 bopd en el 2T2016 debido a la continua exploración y desarrollo de perforación en el bloque Llanos 34.
- Chile: La producción neta promedio de petróleo y gas bajó un 41% a 2.450 boepd en el 2T2017 comparado con 4.118 boepd en el 2T2016 debido a una interrupción temporal en las compras de gas durante mayo y junio de 2017. A la fecha de este comunicado, las ventas de gas han sido restauradas y la producción actual de Chile es de aproximadamente 2.900 boepd.
- Brasil: La producción neta promedio de petróleo y gas bajó un 10% a 2.658 boepd en el 2T2017 comparado con 2.941 boepd en el 2T2016 debido a un menor consumo de gas por parte de los usuarios industriales de Brasil. A la fecha de este comunicado, la demanda de gas se ha recuperado y la producción actual es de aproximadamente 3.200 boepd.

El peso del crudo en la mezcla de producción aumentó a 84% en el 2T2017 (vs. 73% en 2T2016) debido a la exitosa campaña de perforación en el bloque Llanos 34 y a la menor producción de gas en Chile y Brasil.

Actividad Operativa Reciente:

- El pozo de evaluación de Jacana 9 fue perforado y terminado hasta una profundidad total de 11.545 pies, aproximadamente 75 pies abajo de la inmersión de Jacana 5. La información preliminar indicó la presencia de hidrocarburos en los niveles inferior, medio y superior de la formación de Guadalupe. Una prueba realizada con una bomba sumergible eléctrica en la sección inferior de la formación dio como resultado un índice de producción de aproximadamente 80 barriles de petróleo por día (bopd) con un corte de agua del 90%. Las pruebas de las zonas de Guadalupe media y superior se realizarán durante las próximas semanas. Las profundidades de la formación y los resultados preliminares de los pozos Jacana 9 y 10, considerados en conjunto, podrían indicar que Jacana 9 se encuentra en un compartimiento reservorio separado con una zona de transición de agua de aceite más superficial que en otras partes de esta gran acumulación de petróleo. Como resultado, después de la finalización de Jacana 10, una plataforma de *workover* se trasladará al pozo Jacana 9 para probar las secciones media y superior de la formación Guadalupe.
- El pozo de evaluación Jacana 10, ubicado entre los pozos Jacana 9 y Tigana Sur 1, fue perforado a una profundidad total de 11.847 pies y completado en julio para probar los límites norteños del yacimiento de Jacana y cómo puede relacionarse con el yacimiento petrolífero Tigana. Una prueba de producción realizada con una bomba sumergible eléctrica en la formación Guadalupe dio como resultado una tasa de producción de aproximadamente 1.000 bopd de 16,0 grados API, con menos del 1% de corte de agua, a través de un estrangulador (*choke*) de 38/64 mm y presión de cabeza de pozo de 37 libras por pulgada cuadrada. Se requiere un historial de producción adicional para determinar los caudales estabilizados del pozo. Las instalaciones de superficie están en su lugar y el pozo ya está en producción.
- La actividad de perforación durante el 3T2017 continuará con cuatro pozos de evaluación y uno de desarrollo para delinear aún más los yacimientos de petróleo del sur de Jacana y norte de Tigana en el bloque Llanos 34 y definir los límites de los yacimientos y la geografía.

Referencia y precios de petróleo realizados: El precio del crudo Brent promedió 51,0 dólares por barril durante el 2T2017, y el precio consolidado realizado de las ventas de petróleo alcanzó un promedio de 33,4 dólares por barril en el 2T2017, lo que representa una disminución del 3% desde 34,3 dólares por barril en el 1T2017 y un aumento de 27% frente a los 26,4 dólares por bbl en el 2T2016. 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 3,6 dólares por bbl en el 2T2017 frente a 6,0 dólares por bbl en el 2T2016.

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

2T2017 - Precios obtenidos del petróleo (US\$ por bbl)	Colombia	Chile
Precio del Petróleo Brent	51,0	51,0
Diferencial Vasconia	(3,6)	-
Descuentos comerciales y de transporte	(15,1)	(8,0)
Precio obtenido de petróleo	32,3	43,0
Peso en mix de venta de petróleo	91%	9%

Contratos de Gestión de Riesgo de Commodities – Precio del Petróleo Brent: En el segundo 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.

2T2017 – Contratos de gestión de riesgo de commodities	(millones de US\$)
Ganancia realizada	2,0
Ganancia no realizada	3,9
Ganancia neta	5,9

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 septiembre de 2017, GeoPark aseguró un precio Brent mínimo de US\$51,0 por bbl para 12.000 bopd a través de una estructura de "collar" de costo cero que incluye un precio máximo de US\$61,1 por bbl.
- Para el período que finaliza el 31 de diciembre de 2017, GeoPark aseguró un precio Brent mínimo de US\$50,0 por bbl para 12.000 bopd a través de una estructura de "collar" de costo cero que incluye un precio máximo de US\$57,5 por bbl.
- Para el período que finaliza el 31 de marzo de 2018, GeoPark aseguró un precio Brent mínimo de US\$50,0 por bbl para 6.000 bopd a través de una estructura de "collar" de costo cero que incluye un precio máximo de US\$55 por bbl.

Ingresos: Los ingresos consolidados aumentaron un 64% a US\$75,2 millones el 2T2017, comparado con los US\$45,9 millones del 2T2016, principalmente motivado por ingresos de petróleo más altos

Venta de petróleo crudo: Los ingresos consolidados del petróleo aumentaron un 87% a 64,1 millones de dólares en el 2T2017, impulsados principalmente por un aumento del 48% en las ventas de petróleo y un aumento del 27% en los precios del petróleo. Los ingresos petroleros representaron el 85% de los ingresos totales, en comparación con el 75% del 2T2016.

- Colombia: En el 2T2017, los ingresos de petróleo se incrementaron en un 97% a US\$58,7 millones debido principalmente al aumento de los volúmenes de ventas y a mayores precios realizados. Los volúmenes de ventas de petróleo aumentaron un 51% a 19.917 bopd. Los precios del petróleo realizados se incrementaron un 30% a 32,3 dólares por bbl, en línea con los mayores precios del Brent y un menor diferencial con el marcador Vasconia. Los pagos *earn-out* colombianos (deducidos de los ingresos petroleros colombianos) aumentaron a US\$2,5 millones en el 2T2017, comparado con US\$1,2 millones en el 2T2016, en línea con los mayores ingresos petroleros y el aumento de la producción.
- Chile: En el 2T2017, los ingresos por petróleo aumentaron un 40% a US\$7,7 millones debido a los mayores precios realizados y al aumento de los volúmenes de ventas (la producción de petróleo para el período enero-marzo de 2017 se registró como Inventario al cierre del 1T2017 y se ingresó durante el 2T2017, ya que la compañía estaba negociando un nuevo acuerdo de venta con ENAP que fue firmado en mayo de 2017.) Los volúmenes de ventas de petróleo aumentaron un 28% a 1.956 bopd. Los precios del petróleo realizados se incrementaron en un 9% a 43,0 dólares por bbl, en línea con los mayores precios del Brent.

Venta de gas: Los ingresos consolidados por gas disminuyeron un 4% a US\$11.1 millones en el 2T2017 comparado con US\$11.6 millones en 2T2016 debido a menores volúmenes de ventas de gas, parcialmente compensados por mayores precios de gas realizados.

- Chile: En el 2T2017, los ingresos por gas disminuyeron un 20% a US\$3,4 millones debido principalmente a menores volúmenes de ventas de gas como resultado de una interrupción temporal en las compras de gas durante mayo y junio de 2017, parcialmente compensado por mayores precios de gas realizados. Los volúmenes de ventas de gas aumentaron un 43% a 7.651 mcfpd (1.275 boepd). Los precios del gas aumentaron un 41% a US\$5,0 por mcf (US\$29,7 por boe) en 2T2017.

- Brasil: En el 2T2017, los ingresos por gas aumentaron un 3% a US\$7,5 millones debido a los mayores precios realizados, parcialmente compensados por menores volúmenes de ventas de gas. Los precios del gas, netos de impuestos, aumentaron un 14% a US\$5,7 por mcf (US\$34,3 por boe) debido a una apreciación del 9% de la moneda local y el ajuste anual de la inflación de precios del gas que esta vez fue de aproximadamente 7%, vigente en enero de 2017. Los volúmenes de ventas de gas disminuyeron un 10% a 14.459 mcfpd (2.410 boepd), debido principalmente al menor consumo de gas por parte de los usuarios industriales brasileños.

Costos operativos y de producción^[1]: Los costos operativos consolidados por barril aumentaron a US\$8,3 por boe en el 2T2017 de US\$6,2 por boe un año antes, principalmente como resultado de más producción de yacimientos previamente cerrados, mantenimiento vial y costos de intervención de pozos. Tras el aumento del 48% en las ventas de petróleo, los costos totales operativos y de producción aumentaron a US\$25,3 millones en el 2T2017, comparado con US\$13,8 millones en el 2T2016. El yacimiento de Jacana acumuló más de 5 mmbbl, lo que desencadenó el esquema de regalías de "alto precio" de Colombia. Así, las regalías en efectivo como porcentaje de los ingresos fueron del 7,8% frente al 5,6% del 2T2016.

Por país, los costos operativos y de producción fueron los siguientes:

- Colombia: Los costos operativos por boe aumentaron a US\$ 5,9 por boe en 2T2017 de US\$4,0 por boe en 2T2016 debido a:
 - Los volúmenes significativamente más altos vendidos, 51% comparados con el año anterior, aumentaron los costos operativos totales a US\$10,7 millones en 2T2017 de US\$4,8 millones en 2T2016;
 - Los costos incrementales relacionados con la reapertura de los yacimientos maduros de La Cuerva y Yamu también impactaron en los costos operativos, ya que estos campos se habían cerrado temporalmente en el 2T2016 y tienen costos operativos significativamente más altos por barril comparado con el bloque Llanos 34; y
 - 1,7 millones de dólares (o US\$0,9 dólares por bbl) relacionados con obras de mantenimiento de carreteras, *pulling* y otras actividades de intervención de pozos en los yacimientos de Jacana, Tigana, Tua y Tarotaro en el bloque Llanos 34.
- Chile: Los costos operativos aumentaron un 25% a US\$6,4 millones en el 2T2017, debido principalmente a una mayor participación del petróleo en el mix de ventas (61% vs. 40% en 2T2016), que había sido diferido a partir del primer trimestre. Las ventas diferidas de petróleo tienen mayores costos operativos que el gas. Los costos operativos por boe aumentaron un 47% a US\$21,7 por boe.
- Brasil: Los costos operativos aumentaron a US\$2,3 millones en el 2T2017 frente a US\$1,3 millones en el 2T2016, debido principalmente a los costos de mantenimiento no recurrentes en Manati (US\$1,1 millones durante el 2T2017) y, en menor medida, a la apreciación del real brasileño (+ 9%). Los costos operativos por boe aumentaron a US\$10,1 por boe de US\$5,1 en 2T2016.

Regalías: Las regalías consolidadas pagadas en efectivo (reportadas en Costos Operativos y de Producción) aumentaron a US\$5,9 millones en el 2T2017, comparado con US\$2,6 millones en el 2T2016, debido principalmente al aumento de la producción, al aumento de los precios del petróleo y a la regalía por "precio alto" del yacimiento de Jacana en el bloque Llanos 34 a partir del 2T2017. Así, las regalías consolidadas aumentaron a 7,8% de los ingresos frente a 5,6% en el 2T2016.

Gastos de comercialización: Los gastos de ventas consolidados disminuyeron a US\$0,1 millones en el 2T2017 comparado con US\$0,5 millones en el 2T2016 principalmente como resultado de menores costos de ventas en Colombia y Chile.

Gastos administrativos, geológicos y geofísicos Los costos consolidados de G&A y G&G por boe se mantuvieron estables a US\$6,3 por boe en 2T2017 (vs. 2T2016). Los gastos consolidados de G&A y G&G aumentaron un 24% a US\$13,8 millones en el 2T2017 comparado con US\$11,1 millones en el 2T2016. La Compañía espera que los gastos de G&G y G&A de todo el año 2017 sean inferiores a las cifras reportadas en el 2T2017, en aproximadamente US\$5-5.5 por boe.

[1] Costos operativos y de producción = Costos operativos más Regalías

EBITDA ajustado: El EBITDA¹ Ajustado Consolidado continuó creciendo en un 81% a US\$37,1 millones o US\$15,9 por boe en el 2T2017 comparado con US\$20,5 millones ó US\$11,4 por boe en el 2T2016, debido principalmente a la combinación del aumento en los niveles de producción y mayores precios realizados de petróleo y gas.

- Colombia: EBITDA Ajustado de US\$37,0 millones en el segundo trimestre de 2017
- Chile: EBITDA Ajustado de US\$1,9 millones en el segundo trimestre de 2017
- Brasil: EBITDA Ajustado de US\$3,7 millones en el segundo trimestre de 2017
- Corporativo, Argentina y Perú: EBITDA Ajustado de -US\$5,5 millones (negativo) en el segundo trimestre de 2017

¹ 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.

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

EBITDA Ajustado/boe	Colombia		Chile		Brasil		Total	
	2T17	2T16	2T17	2T16	2T17	2T16	2T17	2T16
Producción (boepd)	21,015	14,084	2,450	4,118	2,658	2,941	26,123	21,143
Variación de stock/RIK ^a	(1,047)	(876)	782	(338)	(209)	(227)	(474)	(1,441)
Volumen de ventas (boepd)	19,968	13,208	3,232	3,780	2,449	2,714	25,649	19,702
% Petróleo	100%	100%	61%	40%	2%	2%	85%	75%
(US\$ por boe)								
Precio obtenido de petróleo	32,3	24,8	43,0	39,5	54,9	48,0	33,4	26,4
Precio obtenido de gas ^b	-	-	29,7	21,1	34,3	30,0	32,8	25,9
Earn-out	(1,3)	(1,0)	-	-	-	-	(1,3)	(0,7)
Precio combinado	31,0	23,8	37,8	28,5	34,7	30,3	32,2	25,6
Riesgo de commodities Contratos de Gestión	1,1	-	-	-	-	-	0,8	-
Costos operativos	(5,9)	(4,0)	(21,7)	(14,8)	(10,1)	(5,1)	(8,3)	(6,2)
Regalías en efectivo	(2,6)	(1,1)	(1,7)	(1,2)	(3,1)	(2,8)	(2,5)	(1,4)
Gastos de venta y otros	0,0	(0,1)	(0,5)	(0,7)	-	-	(0,0)	(0,3)
Netback operativo/boe	23,6	18,7	13,9	11,8	21,4	22,4	22,2	17,7
G&A, G&G							(6,3)	(6,3)
EBITDA Ajustado/boe							15,9	11,4

a) RIK (Regalías en Especie). Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 781 y 729 bopd en el segundo trimestre de 2017 y segundo 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 Las cargas de depreciación consolidadas aumentaron un 20% a US\$20,0 millones de dólares en el 2T2017, comparado con los 16,6 millones de dólares del 2T2016, debido principalmente al aumento en el volumen de ventas, parcialmente compensado por menores costos consolidados de depreciación por boe. Los costos por depreciación por boe bajaron un 8% a US\$8,6 por boe.

Bajas por resultados no exitosos de exploración: La baja consolidada de esfuerzos infructuosos fue de US\$4,6 millones en el 2T2017, comparado con US\$0,4 millones en el 2T2016. Los importes registrados en el 2T2017 corresponden principalmente a esfuerzos infructuosos de exploración en Brasil y Colombia con dos pozos de exploración, Praia do Espelho y Sinsonte, que se registraron durante el 2T2017.

Otros gastos: Otros gastos operativos alcanzaron US\$4,6 millones en el 2T2017, comparado con US\$0,6 millones en el 2T2016.

RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y GANANCIAS DEL PERIODO

Costos financieros netos: Los costos financieros netos disminuyeron ligeramente a US\$7,4 millones en el 2T2017, en comparación con US\$7,6 millones en el 2T2016.

Cambio de divisas: Los costos netos por cambios de divisas totalizaron una pérdida de US\$4,7 millones en el 2T2017 comparado con una ganancia de US\$9,6 millones en el 2T2016, debido principalmente a la depreciación y apreciación del real brasileño en 2T2017 y 2T2016, respectivamente. 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 gastos por impuesto a las ganancias ascendieron a US\$4,8 millones en el 2T2017, en comparación con US\$6,3 millones en el 2T2016, en línea con la menor utilidad antes de impuesto a las ganancias en el 2T2017.

Ingreso neto: Las pérdidas netas alcanzaron US\$1,1 millones en el 2T2017, comparadas con las pérdidas de US\$1,6 millones en el 2T2016.

BALANCE

Efectivo y equivalentes de caja: El efectivo y equivalentes de caja totalizaron US\$77,0 millones al 30 de junio de 2017. El efectivo y los equivalentes de caja al cierre del ejercicio 2016 ascendieron a US\$73,6 millones. La diferencia refleja el efectivo utilizado en actividades de inversión de US\$49,4 millones, el efectivo utilizado en actividades de financiamiento de US\$25,0 millones (compuesto por pagos de capital de US\$12,4 millones relacionados principalmente con el préstamo Itaú más pagos de intereses) y el efectivo generado por actividades operativas de US\$79,1 millones.

Facilidad de prepago y líneas de crédito disponibles: Al 30 de junio de 2017, la Compañía tenía un contrato de *offtake* y pago anticipado con Trafigura de hasta US\$100 millones (con US\$20,0 millones en 2016, de los cuales US\$5,0 millones fueron cancelados en el 1H2017) y aproximadamente US\$40 millones en líneas de crédito no comprometidas.

Deuda financiera: La deuda financiera total (neto de costos de emisión) ascendió a US\$346,3 millones, incluyendo el bono de US\$300 millones de 2020 y el préstamo de Itaú (inicialmente incurrido para la adquisición de una participación en el yacimiento brasileño de Manati) de US\$39,9 millones.

INDICADORES FINANCIEROS^a

(US\$ millones)

Al finalizar el período	Deuda financiera	Efectivo y equivalentes de efectivo	Deuda bruta / EBITDA ajustado LTM	Deuda Neta ^b / EBITDA ajustado LTM	Cobertura de intereses
2T2016	369,9	79,2	6,1x	4,8x	2,0x
3T2016	352,9	63,6	5,7x	4,7x	2,0x
4T2016	358,7	73,6	4,6x	3,6x	2,7x
1T2017	341,7	70,3	3,2x	2,6x	3,4x
2T2017	346,3	77,0	2,8x	2,2x	4,1x

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 30 de junio 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.

EN MEMORIA

GeoPark lamenta profundamente el fallecimiento de Peter Ryalls el 25 de julio de 2017, un valioso colega y amigo, que trabajó en el Directorio de GeoPark desde 2006. Peter ofreció una enorme contribución en la construcción de las capacidades operativas y fortalezas de GeoPark y trabajó para hacer de la "salud y la seguridad" un pilar fundamental de nuestro éxito a largo plazo. El equipo de GeoPark está inmensamente agradecido por todo lo que Peter dio a la empresa.

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

Colombia	2T2017	2T2016
Ingresos (millones de US\$)	56,4	28,6
Costos operativos y de producción ^a (millones de US\$)	-15,4	-6,3
EBITDA ajustado (millones de US\$)	37,0	16,4
Gastos de capital ^b (millones de US\$)	18,9	4,9
Chile	2T2017	2T2016
Venta de petróleo crudo (millones de US\$)	7,7	5,5
Venta de gas (millones de US\$)	3,4	4,3
Ingresos (millones de US\$)	11,1	9,8
Costos operativos y de producción ^a (millones de US\$)	-6,9	-5,5
EBITDA ajustado (millones de US\$)	1,9	2,2
Gastos de capital ^b (millones de US\$)	2,7	0,3
Brasil	2T2017	2T2016
Venta de petróleo crudo (millones de US\$)	0,2	0,2
Venta de gas (millones de US\$)	7,5	7,3
Ingresos (millones de US\$)	7,7	7,5
Costos operativos y de producción ^a (millones de US\$)	-2,9	-2,0
EBITDA ajustado (millones de US\$)	3,7	4,4
Gastos de capital ^b (millones de US\$)	1,0	0,9

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

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

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

(en millones de US\$)

	2T2017	2T2016	1H2017	1H2016
INGRESOS				
Venta de petróleo crudo	64,1	34,3	118,6	57,5
Venta de gas	11,1	11,6	23,3	25,0
INGRESOS TOTALES	75,2	45,9	141,9	82,5
Contratos de gestión de riesgo de commodities	5,9	-	11,3	-
Costos operativos y de producción	-25,3	-13,8	-42,9	-26,8
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	-1,9	-2,9	-3,1	-5,3
Gastos administrativos (G&A)	-12,0	-8,2	-20,5	-15,7
Gastos de comercialización	-0,1	-0,5	-0,5	-3,2
Depreciación	-20,0	-16,6	-35,7	-38,1
Bajas por resultados no exitosos	-4,6	-0,4	-4,6	-0,4
Desvalorización para activos no financieros	-	-	-	-
Otros costos operativos	-1,5	-0,6	-2,0	-1,4
GANANCIA / (PÉRDIDA) OPERATIVA	15,8	2,8	44,0	-8,4
Costos financieros, neto	-7,4	-7,6	-16,7	-16,6
Ganancia (pérdida) por cambios de divisas	-4,7	9,6	-1,8	17,0
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	3,7	4,7	25,5	-8,0
Impuesto a las ganancias	-4,8	-6,3	-20,8	-5,6
RESULTADOS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO	-1,1	-1,6	4,7	-13,7
Participación no controladora	2,3	-0,3	4,5	-3,1
ATRIBUIBLE A PROPIETARIOS DE GEOPARK	-3,4	-1,3	0,2	-10,6

ESTADO DE POSICIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO RESUMIDO

(en millones de US\$)	Junio '17	Dic. '16
	(sin auditar)	(auditado)
Activos financieros		
Bienes de uso	487,8	473,6
Otros activos financieros	45,0	45,7
Total activos financieros	532,8	519,3
Activo corriente		
Existencias	4,7	3,5
Créditos comerciales	10,3	18,4
Otros activos corrientes	37,3	25,7
Efectivo en bancos y en caja	77,0	73,6
Total del activo corriente	129,3	121,2
Total activo	662,0	640,5
Patrimonio neto		
Atribuible a propietarios de Geopark	107,7	105,8
Participación no controladora	40,4	35,8
Total de patrimonio neto	148,1	141,6
Pasivo financiero		
Endeudamientos	314,6	319,4
Otros pasivos financieros	80,5	80,0
Total activos financieros	395,1	399,4
Pasivo corriente		
Endeudamientos	31,7	39,3
Otro pasivo corriente	87,1	60,2
Total del Pasivo Corriente	118,9	99,5
Total pasivo	513,9	498,9
Total pasivo y patrimonio	662,0	640,5

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO RESUMIDO (SIN AUDITAR)

(en millones de US\$)	2T2017	2T2016	1H2017	1H2016
Flujo de efectivo generado por las actividades operativas	33,9	8,5	79,1	28,4
Flujo de efectivo utilizado en las actividades de inversión	-25,9	-5,7	-49,4	-14,1
Flujo de efectivo (utilizado en) de las actividades financieras	-1,2	4,5	-25,0	-18,2

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

1H2017 (en millones de US\$)	Colombia	Chile	Brasil	Otros	Total
EBITDA ajustado	75,0	2,2	7,5	-8,8	75,9
Depreciación	-19,0	-11,9	-4,6	-0,1	-35,7
Contratos de gestión de riesgo de commodities	9,1	-	-	-	9,1
Bajas por resultados no exitosos	-1,6	-	-3,0	-	-4,6
Pago basado en acciones	-0,3	-0,2	-0,1	-1,5	-2,0
Otros	1,9	0,2	-0,5	-0,4	1,3
GANANCIA / (PÉRDIDA) OPERATIVA	65,2	-9,7	-0,7	-10,8	44,0
Costos financieros, neto					-16,7
Cargos por cambio de divisas, neto					-1,8
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS					25,5

1H2016 (en millones de US\$)	Colombia	Chile	Brasil	Otros	Total
EBITDA ajustado	23,1	3,5	9,8	-4,4	32,0
Depreciación	-14,3	-16,5	-7,2	-0,2	-38,1
Contratos de gestión de riesgo de commodities	-	-	-	-	-
Bajas por resultados no exitosos	-	-0,4	-	-	-0,4
Pago basado en acciones	-0,3	-0,2	-0,0	-0,3	-0,7
Otros	-0,3	0,4	-0,2	-1,1	-1,2
GANANCIA / (PÉRDIDA) OPERATIVA	8,2	-13,2	2,4	-5,9	-8,4
Costos financieros, neto					-16,6
Cargos por cambio de divisas, neto					17,0
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS					-8,0

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

Últimos 12 meses - LTM (en millones de US\$)	Total
EBITDA ajustado	122,2
Depreciación	-73,3
Contratos de gestión de riesgo de commodities	6,0
Bajas por resultados no exitosos	-35,6
Desvalorización	5,7
Pago basado en acciones / Otros	-1,2

GANANCIA / (PÉRDIDA) OPERATIVA	23,8
Costos financieros, neto	-34,2
Cargos por cambio de divisas, neto	-4,9
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	-15,3

INFORMACIÓN DE TELECONFERENCIA

GeoPark realizará su teleconferencia sobre resultados financieros del segundo trimestre de 2017 y su transmisión por Internet (webcast) el jueves, 17 de agosto 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 2T2017, con una sesión de preguntas y respuestas inmediatamente después.

Las partes interesadas pueden participar en la teleconferencia marcando los números que se proporcionan a continuación:

Participantes de los Estados Unidos: 866-547-1509
 Participantes internacionales: +1 920 -663 -6208
 Código: 48671134

Por favor, tómese un tiempo extra antes de la llamada para visitar el sitio web y descargue cualquier software de streaming que pueda ser requerido para escuchar el webcast.

Un archivo de la repetición del webcast estará disponible en la sección de Soporte al Inversor del sitio web de la Compañía en www.geo-park.com después de la conclusión de la teleconferencia en vivo.

Para mayor información, por favor contactarse con:

INVERSORES:

Stacy Steimel – Director del Valor Accionista ssteimel@geo-park.com
 Santiago, Chile
 Teléfono: +56 (2) 2242-9600

Dolores Santamarina – Gerente de Inversores dsantamarina@geo-park.com
 Buenos Aires, Argentina
 Teléfono: +54 11 4312 -9400

MEDIOS:

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

Jared Levy – Sard Verbinnen & Co kmarkovich@sardverb.com
 New York, USA
 Teléfono: +1 (212) 687-8080

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.
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.
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
PRMS	Petroleum Resources Management System (sistema de gestión de recursos de petróleo)
SPE	Society of Petroleum Engineers (Sociedad de Ingenieros en Petróleo)
WI	"working interest" o participación directa

NPV10	Valor presente de ingresos futuros estimados de petróleo y gas, neto de gastos directos estimados, descontado en una tasa anual del 10%.
Sqkm	Kilómetros cuadrados

AVISO

Para mayor información sobre GeoPark, se puede consultar la sección "Ayuda al inversor" en la página web en www.geo-park.com.

Redondeo de montos y porcentajes: algunos montos y porcentajes incluidos en este comunicado de prensa fueron redondeados para facilitar la presentación. Los porcentajes incluidos en el presente comunicado de prensa no fueron calculados en todos los casos sobre la base de cifras redondas, sino sobre la base de montos antes del redondeo. Por este motivo, ciertos montos de porcentajes en el presente comunicado de prensa pueden variar de los obtenidos realizando los mismos cálculos con las cifras de los estados financieros. Además, otros montos que aparecen en este comunicado de prensa pueden no dar el mismo resultado 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 incluye declaraciones que constituyen información prospectiva. Muchas de dichas declaraciones prospectivas se pueden identificar por el uso de palabras potenciales tales como "anticipar", "creer", "podría", "esperar", "debería", "planear", "tener la intención", "voluntad", "estimado" y "potencial", entre otras.

Las declaraciones prospectivas que aparecen en varios lugares del presente comunicado de prensa incluyen, entre otras, declaraciones relacionadas con la intención, la creencia o las expectativas actuales, con respecto a distintas cuestiones, incluyendo el crecimiento de producción y rendimiento esperado de 2017, netback operativo por boe y plan de gastos de capital. Las declaraciones prospectivas se basan en las creencias y suposiciones de la gerencia y en la información disponible actualmente para la misma. Dichas declaraciones están sujetas a riesgos e incertidumbres y los resultados reales pueden diferir sustancialmente de los expresados o implícitos en las declaraciones prospectivas debido a distintos factores.

Las declaraciones prospectivas sólo hablan a partir de la fecha en la que se realizan y la Compañía no se compromete a actualizarlas a la luz de nueva información o futuros eventos ni a publicar ningún tipo de revisión de dichas declaraciones para reflejar eventos o circunstancias posteriores, ni para reflejar el suceso de eventos no anticipados. Para un análisis de los riesgos que la Compañía enfrenta, que podrían afectar la realización de estas declaraciones prospectivas, se pueden consultar las presentaciones ante la Comisión de Bolsa y Valores de los EE.UU.

Las cifras de producción de petróleo y gas incluidas en el presente 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 NPV10 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 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.