



# GEO PARK

**PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA**

## **GEO PARK INFORMA LOS RESULTADOS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2019**

### **RÉCORD DE RENDIMIENTO OPERATIVO Y FINANCIERO FORTALECE EL CAMINO DE CRECIMIENTO**

Bogotá, Colombia- 8 de mayo de 2019 - GeoPark Limited ("GeoPark" o la "Compañía") (NYSE: "GPRK"), la compañía latinoamericana independiente líder en exploración, operación y consolidación de petróleo y gas con operaciones y plataformas de crecimiento en Colombia, Perú, Argentina, Brasil, Chile y Ecuador informa hoy sus resultados financieros consolidados correspondientes al trimestre finalizado el 31 de marzo de 2019 (en adelante denominado "Primer Trimestre" o "1T2019"). Para analizar los resultados financieros del 1T2019 se realizará una conferencia telefónica el 9 de mayo de 2019 a las 11 de la mañana (hora del Este).

Todas las cifras se encuentran expresadas en dólares estadounidenses y las comparaciones de crecimiento se refieren al mismo período del año anterior, excepto cuando se especifique lo contrario. Las definiciones y terminología utilizadas aquí se incluyen en el Glosario al final del documento. El presente comunicado no contiene toda la información financiera de la Compañía y debería leerse conjuntamente con los estados contables consolidados de GeoPark y sus notas para el período finalizado el 31 de marzo de 2019 y 2018 disponibles en el sitio web de la Compañía.

### **PUNTOS DESTACADOS DEL PRIMER TRIMESTRE 2019**

#### **Éxito operativo continuo**

- La producción consolidada récord de petróleo y gas aumentó un 23% a 39.557 boepd.
- La producción bruta operada en Colombia, Chile y Argentina superó los 75.000 bopd.
- La producción de petróleo aumentó un 26% a 34.358 bopd.
- La producción de gas aumentó un 7% a 31,2 mmcfpd.
- Siete taladros actualmente en operación en toda la plataforma de GeoPark.
- Se completó la línea de flujo que conecta el bloque Llanos 34 de Colombia (operado por GeoPark con una participación del 45%) al ducto regional.

#### **Rentabilidad y crecimiento de generación de efectivo continuos**

- El ingreso por ventas aumentó un 21% a USD 150,1 millones.
- La ganancia neta fue de USD 19,7 millones.
- El EBITDA ajustado aumentó un 46% a USD 92,3 millones.
- El EBITDA ajustado por boe aumentó un 20% a USD 27,4 a pesar de un 5% menos de los precios del petróleo Brent.
- Los costos de transporte en Colombia disminuyeron y mejoraron el EBITDA Ajustado por USD 2,0/ bbl.
- El flujo de caja de las actividades de operación aumentó a USD 81,3 millones.
- El flujo de caja libre<sup>1</sup> fue de USD 44,0 millones.

#### **Trayectoria financiera y fortalecimiento de capital continuos**

- EBITDA Ajustado récord: alcanzó los USD 359,5 millones en los últimos doce meses.
- El rendimiento del capital fue del 38%<sup>2</sup> en los últimos doce meses.
- El ratio deuda neta /EBITDA Ajustado fue de 0,8 x
- El ratio EBITDA Ajustado / gastos de capital fue de 2,5 x
- La posición de caja y equivalentes fue de USD 146,6 millones.
- El 40-45% de la producción de petróleo del 2T2019 tiene coberturas con pisos de USD 55-65/bbl Brent.

<sup>1</sup> El flujo de caja libre se define como flujo de caja de las actividades de operación menos el efectivo utilizado en actividades de inversión. El flujo de caja libre es una medida fuera de los PCGA [GAAP en inglés]. Ver conciliación más abajo.

<sup>2</sup> El rendimiento del capital se define como ganancia operativa dividida por los activos totales menos el pasivo corriente.

## Expansión continua de inventario de proyectos a largo plazo

- Entrada a nuevo país, Ecuador, e impulso en áreas de exploración. Adquisición de dos bloques atractivos de bajo costo y bajo riesgo: Espejo y Perico<sup>3</sup> (operados por GeoPark con una participación del 50%), en la prolífera cuenca Oriente en Ecuador.

## Continuo retorno de valor para los accionistas

- Inversión de USD 16,5 millones en el programa de recompra de acciones iniciado en diciembre de 2018, adquiriendo 1.100.000 acciones mientras se ejecutan programas de trabajo de crecimiento auto-financiados.

James F. Park, Director Ejecutivo de GeoPark, expresó: "Felicitaciones y gracias nuevamente al equipo de GeoPark. Estamos orgullosos de nuestros continuos récords financieros y operativos trimestrales, que reflejan muchos años de trabajo y el cumplimiento consistente de nuestro plan de negocios de largo plazo. Por este motivo, nuestra reciente entrada exitosa a Ecuador representa un desarrollo muy importante para nuestra Compañía. Uno de los sistemas de petróleo más grandes, atractivos y sub desarrollados de Latinoamérica, y objetivo a largo plazo de GeoPark, es el complejo de las cuencas Marañón-Oriente-Putumayo que cubre Perú, Ecuador y Colombia con más de 10 mil millones de boe de recursos de hidrocarburos convencionales existentes. Con nuestras plataformas existentes en Perú y Colombia, nuestra entrada a Ecuador en esta atractiva región petrolera expande de manera sustancial nuestro camino hacia el crecimiento orgánico e inorgánico de nuestra Compañía, preparando el terreno para un futuro con muchos más récords y éxitos."

## RENDIMIENTO OPERATIVO CONSOLIDADO

Indicadores de rendimiento clave:

<b>Indicadores Clave</b>	<b>1T2019</b>	<b>4T2018</b>	<b>1T2018</b>
Producción de petróleo <sup>a</sup> (bopd)	34.358	32.859	27.345
Producción de gas (mcfpd)	31.194	35.288	29.101
Producción neta promedio (boepd)	39.557	38.741	32.195
Precio del petróleo Brent (USD por bbl)	63,7	68,0	67,3
Precio combinado (USD por boe)	44,6	44,7	44,7
- Petróleo (USD por bbl)	48,7	49,0	48,6
- Gas (USD por mcf)	5,0	5,0	5,4
Venta de petróleo crudo (USD millones)	137,6	136,6	111,0
Venta de gas (USD millones)	12,5	14,6	12,8
Ingresos (USD millones)	150,1	151,2	123,9
Contratos de gestión de riesgo de commodities (USD millones)	-21,3	32,0	-3,9
Costos operativos y de producción <sup>b</sup> (USD millones)	-38,9	-46,7	-34,1
G&G, G&A <sup>c</sup> y Gastos de venta (USD millones)	-19,6	-19,9	-15,2
EBITDA Ajustado (USD millones)	92,3	85,7	63,3
EBITDA Ajustado (USD por boe)	27,4	25,3	22,9
Netback operativo (USD por boe)	32,3	31,0	28,5
Ganancia (pérdida) (USD millones)	19,7	42,6	24,9
Gastos de capital (USD millones)	37,3	33,8	21,4
Adquisición en Argentina (USD millones)	-	-	52,0
Efectivo y equivalentes de efectivo (USD millones)	146,6	127,7	120,4
Deuda financiera a corto plazo (USD millones)	11,4	18,0	0,8
Deuda financiera a largo plazo (USD millones)	429,2	429,0	418,7
Deuda neta (USD millones)	294,0	319,3	299,1

<sup>3</sup> Sujeto a aprobación regulatoria y firma final de los contratos.

A) Incluye las regalías gubernamentales pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 1.295, 1.181 y 930 boepd del 1T2019, 4T2018 y 1T2018, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Chile, Brasil ni Argentina.

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

C) Los gastos G&A incluyen los pagos no monetarios basados en acciones por USD 0,8 millones, USD 1,3 millones y USD 0,6 millones respectivamente. Estos gastos se excluyen del cálculo del EBITDA Ajustado.

**Producción:** La producción total de petróleo y gas creció un 23% a 39.557 boepd en el 1T2019 comparado con los 32.195 boepd en el 1T2018, debido al aumento de la producción en Colombia y a la nueva producción de las adquisiciones de Argentina. El petróleo representó un 87% de la producción total informada en comparación al 85% en el 1T2018.

Para más detalles, consultar la Actualización de Operaciones del 1T2019 publicado el 11 de abril de 2019.

**Precios obtenidos y de referencia del petróleo:** El precio del crudo Brent promedió los USD 63,7 por bbl durante el 1T2019, 5% menos que los niveles del 1T2018. Sin embargo, el precio por ventas de petróleo consolidado obtenido promedió los USD 48,7 por bbl en el 1T2019, comparado con los USD 48,6 por bbl en el 1T2018. La pequeña diferencia en los precios obtenidos se debió a un menor descuento en el diferencial de precios de Vasconia y a las mejoras significativas en los descuentos comerciales y de transporte en Colombia que comenzaron en enero de 2019.

En Colombia, el diferencial de precios de Vasconia promedió los USD 3,5 por bbl en el 1T2019, comparado con los USD 4,1 en el 1T2018 y los descuentos comerciales y de transporte en Colombia promediaron los USD 12,0 en el 1T2019 comparado con los USD 15,0 por bbl en el 1T2018.

Tal como se muestra en la siguiente tabla sobre los precios del petróleo obtenidos, los descuentos comerciales y de transporte en Colombia crecieron USD 3,0/ bbl durante el 1T2019, impactando de manera positiva los ingresos obtenidos por petróleo en Colombia. Estos descuentos menores en los ingresos por petróleo en Colombia fueron compensados parcialmente por USD 1,0/ bbl por mayores gastos de venta, generando así una mejora en el margen neto de USD 2,0/ bbl (ver la sección sobre gastos de venta más adelante).

La línea de flujo para conectar el bloque Llanos 34 al Oleoducto de los Llanos (ODL) se está finalizando y se espera que el petróleo empiece a fluir del yacimiento Jacana al ODL, lo que sustentará el crecimiento de producción futura, reducirá el riesgo operativo general y contribuirá a mayores reducciones en los costos operativos y de transporte.

Las tablas que figuran a continuación presentan un desglose de los precios obtenidos netos y de referencia del petróleo en Colombia, Chile y Argentina durante el 1T2019 y 1T2018:

<b>1T2019- Precios obtenidos de petróleo</b> (USD por bbl)	<b>Colombia</b>	<b>Chile</b>	<b>Argentina</b>
Precio del petróleo Brent	63,7	63,7	63,7
Diferencial Vasconia	(3,5)	-	-
Descuentos comerciales y de transporte	(12,0)	(8,8)	-
Otros <sup>4</sup>	-	-	(9,0)
Precio obtenido del petróleo	48,2	54,9	54,7
Peso en mix de venta de petróleo	93%	2%	5%

<b>1T2018- Precios obtenidos del petróleo</b> (USD por bbl)	<b>Colombia</b>	<b>Chile</b>
Precio de petróleo Brent	67,3	67,3

<sup>4</sup> Los precios del petróleo en Argentina han sido vinculados a los precios internacionales del petróleo desde diciembre 2018, sujeto a ciertos descuentos. Las condiciones actuales pueden ser temporarias y los precios del petróleo en Argentina pueden ajustarse hacia arriba o hacia abajo dependiendo de las condiciones prevalentes del mercado.

Diferencial Vasconia	(4,1)	-
Descuentos comerciales y de transporte	(15,0)	(9,8)
Precio obtenido de petróleo	48,2	57,5
Peso en mix de venta de petróleo	97%	3%

**Ingresos:** Los ingresos consolidados aumentaron un 21% a USD 150,1 millones en el 1T2019 comparado con los USD 123,9 millones en el 1T2018. Ventas adicionales y descuentos menores resultaron en mayores ingresos.

Venta de petróleo crudo: Los ingresos consolidados por petróleo aumentaron un 24% a USD 137,6 millones en el 1T2019 impulsados por un 24% de incremento en las ventas. Los ingresos por petróleo representaron el 92% de los ingresos totales, en comparación con el 90% del 1T2018.

- Colombia: En el 1T2019, los ingresos por petróleo aumentaron un 19% a USD 126,2 millones luego de mayores ventas de petróleo y precios estables obtenidos del petróleo. Las ventas de petróleo aumentaron un 19% a 30.498 bopd. Los precios obtenidos permanecieron estables a USD 48,2 a pesar de precios del petróleo Brent más bajos, como resultado de un marcador de Vasconia más bajo y mejores descuentos comerciales y de transporte. Los pagos earn-out de Colombia aumentaron a USD 6,1 millones en el 1T2019, comparado con los USD 4,3 millones en el 1T2018, en línea con mayores ingresos por petróleo y el aumento de la producción.
- Chile: En el 1T2019, los ingresos por petróleo descendieron un 22% a USD 3,3 millones debido a menores volúmenes vendidos y menores precios del petróleo. Las ventas de petróleo disminuyeron un 19% a 668 bopd debido al deterioro natural de los yacimientos mientras que los precios obtenidos del petróleo disminuyeron un 5% a USD 54,9 por bbl, en línea con menores precios del petróleo Brent.
- Argentina: En el 1T2019, los ingresos por petróleo fueron de USD 7,9 millones, con ventas de USD 1.616 bopd y un precio obtenido del petróleo de USD 54,7 por bbl, producto de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet (operados por GeoPark con una participación del 100%).

Venta de gas: Los ingresos consolidados de gas disminuyeron un 2% a USD 12,5 millones en el 1T2019 comparado con los USD 12,8 millones en el 1T2018. Los ingresos cayeron debido a un 8% de disminución en los precios del gas, lo que fue, sin embargo, compensado por el incremento del 6% en las ventas de gas.

- Chile: En el 1T2019, los ingresos por gas aumentaron un 14% a USD 5,5 millones reflejando mayores ventas, parcialmente compensados por menores precios de gas. El descubrimiento del yacimiento de gas Jauke durante el 2018 aumentó las ventas en un 21% a 12,590 mcfpd (2.098 boepd). Los precios del gas fueron 5% menor, o USD 4,8 por mcf (USD 28,9 por boe) en el 1T2019.
- Brasil: En el 1T2019, los ingresos por gas disminuyeron un 32% a USD 5,3 millones debido a menores ventas y precios. Las actividades planificadas de mantenimiento en el yacimiento Manatí (no operado por GeoPark con una participación del 10%) redujeron las ventas en un 30% a 10.577 mcfpd (1.763 boepd). Los precios del gas disminuyeron un 2% a USD 5,5 por mcf (USD 33,2 por boe) debido al impacto de la devaluación de la moneda local, compensada parcialmente por el ajuste por inflación del precio anual de aproximadamente 6% en vigencia desde enero de 2019.
- Argentina: En el 1T2019, los ingresos por gas fueron de USD 1,4 millones, como consecuencia de las ventas de 3.807 mcfpd (635 boepd), y de los precios obtenidos de gas de USD 4,0 por mcf (USD 24,1 por boe) de los bloques adquiridos en Argentina.

**Contratos de Gestión de Riesgo de Commodities** Los contratos de gestión de riesgos de commodities consolidados se refieren a dos componentes diferentes: una parte obtenida y otra no obtenida.

La parte obtenida de este tipo de contratos registró una ganancia en efectivo de USD 1,8 millones en el 1T2019 comparado con los USD 10,6 millones de pérdida en el 1T2018. Las ganancias obtenidas en el 1T2019 resultaron de coberturas vigentes que cubrían 15.000 bopd con pisos de USD 60-65 por bbl, mayores que los precios prevalecientes del petróleo durante un período del trimestre.

La parte no obtenida de los contratos de gestión de riesgos de commodities ascendió a USD 23,1 millones de pérdida en el 1T2019 comparado con los USD 6,7 millones de ganancia en el 1T2018. Las pérdidas no realizadas

durante el 1T2019 resultaron de un incremento en la curva del precio del petróleo Brent proyectada en comparación con diciembre de 2018.

La compañía utiliza los contratos de gestión de riesgo para minimizar el impacto de las fluctuaciones del precio del petróleo en su programa de trabajo.

**Costos Operativos y de Producción<sup>5</sup>:** Los costos operativos consolidados por boe fueron de USD 7,8 en el 1T2019, menores que los USD 8,3 por boe en el 4T2018, pero mayores que los USD 7,2 por boe en el 1T2018 debido a los nuevos bloques en Argentina, que tienen costos más altos por boe.

Los costos operativos consolidados aumentaron USD 5,4 millones a USD 25,3 millones en el 1T2019 comparado con USD 19,9 millones en el 1T2018. La mayor parte del aumento, USD 4,3 millones, se debió a la adquisición en Argentina.

A continuación, el desglose del costo operativo:

- Colombia: Los costos operativos por boe aumentaron levemente a USD 5,5 en el 1T2019 comparado con los USD 5,4 por boe en el 1T2018. Los costos operativos totales aumentaron un 21% a USD 15,0 millones, en línea con mayores volúmenes vendidos, que aumentaron un 20%.
- Chile: Los costos operativos por boe disminuyeron un 22% a USD 18,1 en el 1T2019 comparado con los USD 23,3 en el 1T2018 debido a menores actividades de intervención en pozo. Los costos operativos totales disminuyeron un 16% a USD 4,5 millones en el 1T2019 de USD 5,4 millones en el 1T2018, a pesar de un incremento del 8% en las ventas de petróleo y gas.
- Brasil: Los costos operativos por boe aumentaron un 36% a USD 9,6 en el 1T2019 comparado con los USD 7,0 en el 1T2018 debido al impacto de costos fijos sobre una producción menor y las ventas que disminuyeron un 30%. Los costos operativos totales disminuyeron un 38% a USD 1,0 millones en el 1T2019 de los USD 1,6 millones en el 1T2018.
- Argentina: Los costos operativos por boe disminuyeron un 29% a USD 24,3 en el 1T2019 comparado con USD 34,4 en el 4T2018. Los costos operativos totales disminuyeron a USD 4,8 millones en el 1T2019 de USD 7,2 millones en el 4T2018. Los costos del 1T2019 disminuyeron en comparación con el trimestre anterior debido a menores actividades de intervención de pozo.

Las regalías consolidadas cayeron USD 0,8 millones a USD 13,3 millones en el 1T2019 comparado con los USD 14,1 millones en el 1T2018, alcanzando 9% del ingreso neto en el 1T2019, comparado con el 11% en el 1T2018. Esta disminución se debió a un componente de regalía de "precio alto" menor en Colombia, que es una tasa variable de regalía que depende de los precios prevalecientes del petróleo. La regalía de "precio alto" tiene un efecto anticíclico cuando los precios del petróleo son menores. Este efecto fue compensado parcialmente por mayores ventas de petróleo y gas.

**Gastos de venta:** Los gastos de venta consolidados aumentaron USD 3,1 millones a USD 3,5 millones en el 1T2019 (de los cuales USD 3,0 millones o USD 1,1/bbl corresponden a Colombia), comparado con los USD 0,4 millones en el 1T2018.

El incremento de USD 1,0 por barril en Colombia se explica por diferencias contables para los diferentes tipos de ventas. Los costos de transporte asociados a las ventas en boca de pozo se contabilizan como una deducción de los ingresos mientras que los costos de transporte asociados a las ventas en otros puntos de ventas se contabilizan como gastos de venta.

Tal como se muestra en la tabla de precios obtenidos y de referencia del petróleo de este comunicado, los descuentos comerciales y de transporte en Colombia crecieron USD 3,0/ bbl durante el 1T2019, impactando de manera positiva en los precios obtenidos del petróleo. Esto fue parcialmente compensado por USD 1,0/ bbl de gastos de ventas más altos, generando una mejora en el margen neto de USD 2,0/ bbl.

**Gastos Administrativos:** Los costos consolidados de G&A por boe disminuyeron un 21% a USD 3,4 en el 1T2019 comparado con los USD 4,3 en el 1T2018. El total consolidado de G&A disminuyó un 7% a USD 11,7 millones en el 1T2019 comparado con los USD 12,6 millones en el 1T2018.

---

<sup>5</sup> Costos operativos y de producción= Costos operativos + Regalías.

**Gastos Geológicos y Geofísicos:** Los costos consolidados de G&G por boe aumentaron a USD 1,6 en el 1T2019 comparado con USD 1,3 en el 1T2018. El total de gastos consolidados de G&G aumentó a USD 4,3 millones en el 1T2019 comparado con los USD 2,2 millones en el 1T2018 debido a mayores costos de staff asociados con un incremento en la escala de operaciones e inversiones continuas en mejoras en las capacidades.

**EBITDA Ajustado:** El EBITDA Ajustado<sup>6</sup> aumentó un 46% a USD 92,3 millones, o USD 27,4 por boe, en el 1T2019 comparado con USD 63,3 millones, o USD 22,9 por boe, en el 1T2018.

- Colombia: EBITDA Ajustado de USD 89,0 millones en el 1T2019.
- Chile: EBITDA Ajustado de USD 2,9 millones en el 1T2019.
- Brasil: EBITDA Ajustado de USD 2,8 millones en el 1T2019.
- Argentina: EBITDA Ajustado de USD 2,6 millones en el 1T2019.
- Corporativo y Perú: EBITDA Ajustado de -USD 5,1 millones (negativo) en el 1T2019.

La siguiente tabla muestra la producción, los volúmenes vendidos y el desglose de los componentes más significativos del EBITDA Ajustado para el 1T2019 y el 1T2018, sobre una base por país y por barril:

EBITDA Ajustado/boe	Colombia		Chile		Brasil		Argentina <sup>c</sup>		Total	
	1T19	1T18	1T19	1T18	1T19	1T18	1T19	1T18	1T19	1T18
Producción (boepd)	32.131	26.405	2.961	2.873	1.960	2.775	2.505		39.557	32.195
Variación de stock /RIK <sup>a</sup>	(1.501)	(783)	(195)	(313)	(165)	(217)	(254)		(2.118)	(1.411)
Volumen de ventas (boepd)	30.630	25.622	2.766	2.560	1.793	2.558	2.251		37.439	30.784
% Petróleo	99,6%	99,6%	24%	32%	2%	2%	72%		88%	86%
<b>(USD por boe)</b>										
Precio obtenido del petróleo	48,2	48,2	54,9	57,5	70,4	74,6	54,7		48,7	48,6
Precio obtenido del gas <sup>b</sup>	36,7	34,6	28,9	30,6	33,2	33,9	24,1		30,1	32,5
Earn-out	(2,2)	(2,0)	-	-	-	-	-		(1,8)	(1,6)
<b>Precio combinado</b>	<b>45,9</b>	<b>46,3</b>	<b>35,2</b>	<b>39,2</b>	<b>33,8</b>	<b>34,5</b>	<b>46,1</b>		<b>44,6</b>	<b>44,7</b>
Contratos de gestión de riesgo de commodities	0,7	(4,6)	-	-	-	-	-		0,5	(3,8)
Costos operativos	(5,5)	(5,4)	(18,1)	(23,3)	(9,6)	(7,0)	(24,3)		(7,8)	(7,2)
Regalías en efectivo	(4,0)	(5,6)	(1,3)	(1,6)	(2,5)	(3,1)	(6,9)		(3,9)	(5,1)
Gastos de venta y otros	(1,1)	(0,1)	(0,4)	(0,6)	-	-	(2,1)		(1,0)	(0,1)
<b>Netback operativo/boe</b>	<b>35,9</b>	<b>30,7</b>	<b>15,3</b>	<b>13,8</b>	<b>21,7</b>	<b>24,4</b>	<b>12,8</b>		<b>32,3</b>	<b>28,5</b>
G&A, G&G, & otros									(5,0)	(5,6)
<b>EBITDA Ajustado/boe</b>									<b>27,4</b>	<b>22,9</b>

a) RIK (Regalías en Especie). Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 1.295 y 930 bopd del 1T2019 y el 1T2018, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Chile, Brasil ni Argentina.

b) Tasa de conversión de USD mcf/USD boe=1/6

c) La adquisición de los bloques Aguada Baguales, Puesto Touquet y El Porvenir en Argentina se cerró el 27 de marzo de 2018 y, por ello, no se registran ingresos representativos, costos operativos, regalías o gastos de venta durante el 1T2018.

**Depreciación:** Los gastos consolidados de depreciación aumentaron un 29% a USD 25,5 millones en el 1T2019, comparado con los USD 19,7 millones en el 1T2018, debido a mayores volúmenes de venta.

**Bajas por resultados no exitosos de exploración:** La baja consolidada por resultados no exitosos de exploración fue de USD 0,3 millones en el 1T2019, comparado con los USD 1,8 millones en el 1T2018.

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

**Otros ingresos (Gastos):** Otros gastos operativos fueron de USD 1,3 millones en el 1T2019 comparado con los USD 0,8 millones en el 1T2018.

## RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y GANANCIAS DEL PERÍODO

**Gastos financieros** Los gastos financieros netos aumentaron levemente a USD 8,8 millones en el 1T2019, en comparación con los USD 8,5 millones en el 1T2018.

**Cambio de divisas:** Los gastos netos por cambio de divisas agregaron una ganancia de USD 1,0 millones en el 1T2019 comparado con una pérdida de USD 1,7 millones en el 1T2018.

**Impuesto a las ganancias:** Los gastos por impuesto a las ganancias fueron de USD 18,5 millones en el 1T2019, en comparación con los USD 15,0 millones en el 1T2018, en línea con ganancias imponibles más altas en el 1T2019.

**Ganancia:** La ganancia de USD 19,7 millones en el 1T2019 fue de USD 5,2 millones más baja que los USD 24,9 millones registrados en el 1T2018, debido principalmente al efecto de las pérdidas no realizadas relativas a los contratos de gestión de riesgo de commodities, compensado en parte por una ganancia bruta más alta.

## BALANCE:

**Efectivo y equivalentes de efectivo** El efectivo y los equivalentes de efectivo totalizaron USD 146,6 millones al 31 de marzo de 2019 comparado con los USD 127,7 millones al 31 de diciembre de 2018. El efectivo generado por actividades de operación fue de USD 81,3 millones compensado parcialmente por efectivo utilizado en actividades de inversión de USD 37,3 millones y efectivo utilizado en actividades de financiamiento de USD 25,3 millones.

El efectivo generado por las actividades de operación de USD 81,3 millones en el 1T2019 incluyó pagos de USD 11,9 millones. Durante el 2T2019 la Compañía prevé pagar USD 75-85 millones en impuestos en efectivo que incluyen USD 45-50 millones relativos a ganancias impositivas del ejercicio 2018 y USD 30-35 millones de adelantos impositivos, que se deducirán contra las ganancias impositivas del ejercicio 2019 (pagaderos en el 2020).

El efectivo utilizado en actividades de financiación de USD 25,3 millones incluyó el pago de intereses de USD 13,8 millones en el Bono de USD 425 millones ("Bono 2024") y USD 10,2 millones del programa de recompra vigente desde diciembre de 2018 que contempla la recompra de hasta el 10% de las acciones en circulación.

**Deuda financiera:** La deuda financiera total neta de costos de emisión fue de USD 440,6 millones, incluyendo el Bono 2024 y otros préstamos bancarios totalizando USD 20,3 millones. Al 31 de marzo de 2019, la deuda financiera a corto plazo fue de USD 11,4 millones.

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 12 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 31 de marzo de 2019, disponible en la página web de la compañía.

## INDICADORES FINANCIEROS<sup>a</sup>

(USD millones)

Al finalizar el período	Deuda financiera	Efectivo y equivalentes de efectivo	Deuda Neta	Deuda Neta / EBITDA <sup>b</sup> Ajustado LTM	Cobertura <sup>c</sup> Interés LTM
1T2018	419,5	120,4	299,1	1,5 veces	7,2 veces
2T2018	426,6	105,2	321,3	1,3 veces	8,5 veces
3T2018	434,9	152,7	282,2	0,9 veces	10,5 veces
4T2018	447,0	127,7	319,3	1,0 veces	11,4 veces
1T2019	440,6	146,6	294,0	0,8 veces	12,2 veces

a) En base a los resultados financieros recientes de los últimos doce meses

**Cláusula sobre Bono 2024:** El Bono 2024 prevé *incurrence test covenants* que requieren que la deuda neta al índice de EBITDA Ajustado sea menor a 3,5 veces y el EBITDA Ajustado al índice de interés debería ser 2 veces mayor hasta septiembre 2019. La Compañía se encuentra en cumplimiento con todas las cláusulas.

### **CONTRATOS DE GESTIÓN DE RIESGO DE COMMODITIES RELATIVOS AL PETRÓLEO**

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

Período	Tipo	Volumen (bopd)	Términos de contrato (USD por bbl)		
			Purchased Put	Sold Put	Sold Call
2T2019	Zero cost 3-way	6.000	65,0	55,0	90,0-90,5
	Zero cost	5.000	65,0	-	92,3-92,5
	Zero cost 3-way	4.000	55,0	45,0	79,0
3T2019	Zero cost 3-way	8.000	55,0	45,0	79,0-81,5
	Zero cost	5.000	65,0	-	92,3-92,5
4T2019	Zero cost 3-way	8.000	55,0	45,0	79,0-81,5
1T2020	Zero cost 3-way	8.000	55,0	45,0	79,0-81,5

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 4 de los estados financieros consolidados de GeoPark para el período finalizado el 31 de marzo de 2019, disponible en la página web de la compañía.



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

<b>Colombia</b>	<b>1T2019</b>	<b>1T2018</b>
Venta de Petróleo crudo (USD millones)	126,2	106,5
Venta de gas (USD millones)	0,4	0,3
Ingresos (USD millones)	126,6	106,8
Costos operativos y de producción <sup>a</sup> (USD millones)	-26,3	-25,4
EBITDA Ajustado (USD millones)	89,0	61,9
Inversiones en bienes de capital <sup>b</sup> (USD millones)	21,3	17,9
<b>Chile</b>	<b>1T2019</b>	<b>1T2018</b>
Venta de Petróleo crudo (USD millones)	3,3	4,2
Venta de gas (USD millones)	5,5	4,8
Ingresos (USD millones)	8,8	9,0
Costos operativos y de producción <sup>a</sup> (USD millones)	-4,9	-5,8
EBITDA Ajustado (USD millones)	2,9	1,7
Inversiones en bienes de capital <sup>b</sup> (USD millones)	3,8	0,0
<b>Brasil</b>	<b>1T2019</b>	<b>1T2018</b>
Venta de Petróleo crudo (USD millones)	0,2	0,3
Venta de gas (USD millones)	5,3	7,7
Ingresos (USD millones)	5,5	8,0
Costos operativos y de producción <sup>a</sup> (USD millones)	-1,5	-2,3
EBITDA Ajustado (USD millones)	2,8	5,0
Inversiones en bienes de capital <sup>b</sup> (USD millones)	1,2	1,3
<b>Argentina<sup>c</sup></b>	<b>1T2019</b>	
Venta de Petróleo crudo (USD millones)	7,9	
Venta de gas (USD millones)	1,4	
Ingresos (USD millones)	9,3	
Costos operativos y de producción <sup>a</sup> (USD millones)	-6,3	
EBITDA Ajustado (USD millones)	2,6	
Inversiones en bienes de capital <sup>b</sup> (USD millones)	3,8	

- a) Costos 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 Perú.  
c) [La adquisición de los bloques Aguada Baguales, Puesto Touquet y El Porvenir en Argentina se cerró el 27 de marzo de 2018, y por ello no existe información representativa durante el 1T2018 que no sea la de los gastos de capital relativos a la adquisición.

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

(En millones de USD)

	<b>1T2019</b>	<b>1T2018</b>
<b>INGRESOS</b>		
Venta de petróleo crudo:	137,6	111,0
Venta de gas:	12,5	12,8
<b>INGRESO TOTAL</b>	<b>150,1</b>	<b>123,9</b>
Contratos de Gestión de Riesgo de commodities	-21,3	-3,9
Costos operativos y de producción:	-38,9	-34,1
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	-4,3	-2,2
Gastos administrativos (G&A)	-11,7	-12,6
Gastos de venta:	-3,5	-0,4
Depreciación:	-25,5	-19,7
Bajas por resultados no exitosos de exploración:	-0,3	-1,8
Desvalorización para activos no financieros	-	-
Otros operativos	1,3	0,8
<b>GANANCIA OPERATIVA</b>	<b>46,0</b>	<b>50,0</b>
Costos financieros, neto	-8,8	-8,5
Resultados por Cambio de Divisas	1,0	-1,7
<b>RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS</b>	<b>38,1</b>	<b>39,8</b>
Impuesto a las ganancias:	-18,5	-15,0
<b>RESULTADOS PARA EL PERIODO</b>	<b>19,7</b>	<b>24,9</b>
Participación-no controladora	-	6,4
<b>ATRIBUIBLE A PROPIETARIOS DE GEOPARK</b>	<b>19,7</b>	<b>18,4</b>

**ESTADO DE POSICIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO RESUMIDO  
(INFORMACION TRIMESTRAL SIN AUDITAR)**

(En millones de USD)	<b>Mar '19</b>	<b>Dic '18</b>
<b>Activos financieros</b>		
Bienes de uso	574,1	557,2
Otros activos financieros	59,4	45,8
<b>Total activos financieros</b>	<b>633,5</b>	<b>603,0</b>
<b>Activos corrientes</b>		
Existencias	10,1	9,3
Créditos comerciales	36,8	16,2
Otros activos corrientes	63,4	106,5
Efectivo en bancos y en caja	146,6	127,7
<b>Total del activo corriente</b>	<b>256,9</b>	<b>259,7</b>
<b>Total activo</b>	<b>890,4</b>	<b>862,7</b>
<b>Patrimonio neto</b>		
Atribuible a propietarios de Geopark	153,7	143,1
<b>Total de patrimonio neto</b>	<b>153,7</b>	<b>143,1</b>
<b>Pasivo financiero</b>		
Endeudamientos	429,2	429,0
Otros pasivos financieros	78,4	72,2
<b>Total activos financieros</b>	<b>507,6</b>	<b>501,2</b>
<b>Pasivo corriente</b>		
Endeudamientos	11,4	18,0
Otros pasivos corrientes	217,7	200,4
<b>Total activos corrientes</b>	<b>229,1</b>	<b>218,4</b>
<b>Total pasivo</b>	<b>736,7</b>	<b>719,6</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>890,4</b>	<b>862,7</b>

**ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO RESUMIDO  
(SIN AUDITAR)**

(En millones de USD)	<b>1T2019</b>	<b>1T2018</b>
Flujo de efectivo generado por las actividades operativas	81,3	76,3
Flujo de efectivo utilizado en las actividades de inversión	-37,3	-73,4
Flujo de efectivo utilizado en las actividades de financiación	-25,3	-17,2

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

<b>1Q2019 (en millones de USD)</b>	<b>Colombia</b>	<b>Chile</b>	<b>Brasil</b>	<b>Argentina</b>	<b>Otros<sup>(a)</sup></b>	<b>Total</b>
<b>EBITDA Ajustado</b>	89,0	2,9	2,8	2,6	-5,1	<b>92,3</b>
Depreciación:	-11,4	-8,3	-1,7	-3,8	-0,2	-25,5
Contratos de Gestión de Riesgo de commodities no obtenidos	-23,1	-	-	-	-	-23,1
Bajas por resultados no exitosos de exploración/ desvalorización	-0,2	-	-	-0,1	-	-0,3
Pago basado en acciones	-0,3	-0,1	-0,03	-0,3	-0,5	-1,3
Otros	0,7	0,2	1,5	0,8	0,6	3,8
<b>RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)</b>	<b>54,7</b>	<b>-5,3</b>	<b>2,5</b>	<b>-0,7</b>	<b>-5,1</b>	<b>46,0</b>
Costos financieros, neto						-8,8
Cargos por cambio de divisas, neto						1,0
<b>RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS</b>						<b>38,1</b>

<b>1Q2018 (en millones de USD)</b>	<b>Colombia</b>	<b>Chile</b>	<b>Brasil</b>	<b>Argentina</b>	<b>Otros<sup>(a)</sup></b>	<b>Total</b>
<b>EBITDA Ajustado</b>	61,9	1,7	5,0	-1,2	-4,0	<b>63,3</b>
Depreciación:	-11,0	-5,8	-2,8	-0,1	-0,1	-19,7
Contratos de Gestión de Riesgo de commodities no obtenidos	6,7	-	-	-	-	6,7
Bajas por resultados no exitosos de exploración/ desvalorización	-	-	-1,8	-	-	-1,8
Pago basado en acciones y otros	1,0	-	-0,1	1,0	-0,4	1,5
<b>RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)</b>	<b>58,6</b>	<b>-4,1</b>	<b>0,3</b>	<b>-0,3</b>	<b>-4,4</b>	<b>50,0</b>
Costos financieros, neto						-8,5
Cargos por cambio de divisas, neto						-1,7
<b>RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS</b>						<b>39,8</b>

<sup>(a)</sup> Incluye Perú y Corporativo.

**CONCILIACIÓN DE FLUJO DE EFECTIVO LIBRE  
(SIN AUDITAR)**

(En millones de USD)

**1T2019**

Flujo de efectivo generado por las actividades operativas	81,3
Flujo de efectivo utilizado en las actividades de inversión	-37,3
<b>Flujo de efectivo libre</b>	<b>44,0</b>

**RENDIMIENTO EN EL CALCULO DE CAPITAL EMPLEADO  
(SIN AUDITAR)**

(En millones de USD)

**1T2019**

Ganancia operativa de los últimos doce meses	252
Total activo menos pasivo actual- 31 de marzo de 2019.	661
<b>RENDIMIENTO EN EL CALCULO DE CAPITAL EMPLEADO</b>	<b>38%</b>

## **INFORMACION DE TELECONFERENCIA**

La gerencia de GeoPark tendrá una conferencia telefónica el 9 de mayo de 2019 a las 11 de la mañana (hora del este) a fin de tratar los resultados financieros del 1T2019. Para escuchar la conferencia, los participantes pueden acceder al webcast (difusión por Internet) ubicado en la sección Apoyo al Inversor (Investor Support) de la página Web de la Compañía [www.geo-park.com](http://www.geo-park.com)

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

Participantes de Estados Unidos: 866-547-1509  
Participantes Internacionales: +1 920-663-6208  
Código de entrada: 7551936

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

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

### **Para mayor información, comunicarse con:**

#### **INVERSORES:**

Stacy Steimel – Shareholder Value Director      [ssteimel@geo-park.com](mailto:ssteimel@geo-park.com)  
Santiago, Chile  
T: +562 2242 9600

Miguel Bello – Market Access Director      [mbello@geo-park.com](mailto:mbello@geo-park.com)  
Santiago, Chile  
T: +562 2242 9600

#### **MEDIOS:**

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

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

Se puede visitar la pagina de GeoPark en [www.geo-park.com](http://www.geo-park.com).

## **GLOSARIO**

<b>EBITDA Ajustado</b>	El EBITDA ajustado se define como las ganancias para el ejercicio antes del costo financiero neto, impuesto a las ganancias, depreciación, amortización (el efecto de IFRS 16) 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.
<b>EBITDA Ajustado por boe</b>	EBITDA ajustado dividido por el total de las ventas de boe.
<b>Netback operativo por boe</b>	Ingresos, menos costos operativos y de producción (neto de cargos por depreciación y devengamiento de opciones de compra de acciones y adjudicaciones de acciones) gastos de venta y resultados obtenidos por contratos de gestión de riesgo de commodities, 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.
<b>Bbl</b>	Barril
<b>Boe</b>	Barriles de petróleo equivalente
<b>Boepd</b>	Barriles de petróleo equivalente por día
<b>Bopd</b>	Barriles de petróleo por día
<b>D&amp;M</b>	DeGolyer and MacNaughton
<b>Flujo de efectivo libre</b>	Flujo de efectivo operativo menos flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión.
<b>Costos F&amp;D</b>	Los costos de investigación y desarrollo, calculados como gastos de capital divididos por las adiciones de reservas netas aplicables antes de los cambios en el Capital de Desarrollo Futuro
<b>Mboe</b>	miles de barriles de petróleo equivalente
<b>Mmbo</b>	millones de barriles de petróleo
<b>Mmboe</b>	millones de barriles de petróleo equivalente
<b>Mcfpd</b>	miles de pies cúbicos por día
<b>Mmcfpd</b>	millones de pies cúbicos por día
<b>Mm<sup>3</sup>/día</b>	miles de metros cúbicos por día
<b>PRMS</b>	Petroleum Resources Management System (sistema de gestión de recursos de petróleo)
<b>Participación</b>	"working interest" o participación
<b>VPN10</b>	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, visitar la sección "Apoyo al Inversor" del sitio web [www.geo-park.com](http://www.geo-park.com).

Redondeo de montos y porcentajes: Algunas cantidades y porcentajes incluidos en este comunicado han sido redondeados para facilitar su presentación. Los porcentajes incluidos en el presente comunicado no se han calculado en todos los casos en base a dichas cifras redondeadas, sino sobre la base de las cantidades antes del redondeo. Por esta razón, algunos valores porcentuales en este comunicado de prensa pueden variar de los obtenidos al realizar los mismos cálculos utilizando las cifras de los estados financieros. Además, es posible que otras cantidades que aparecen en este comunicado no sumen debido al redondeo.

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

### DECLARACIONES PREVENTIVAS RELACIONADAS CON INFORMACIÓN PROSPECTIVA

Este comunicado de prensa contiene declaraciones que constituyen información prospectiva. Muchas de las declaraciones prospectivas contenidas en este comunicado pueden ser identificadas por el uso de términos tales como "anticipar", "creer", "podría", "esperar", "debería", "planear", "tener la intención", "estimar" y "potencial", entre otras.

Las declaraciones prospectivas que aparecen en varios lugares de este comunicado de prensa incluyen, pero no se limitan a, declaraciones con respecto a la intención, creencia o expectativas actuales, con respecto a distintos asuntos, incluyendo el crecimiento esperado de la producción para el año 2019 y rendimiento operativo y financiero, netback operativo por boe y el plan de gastos de capital. Las declaraciones prospectivas se basan en las creencias y suposiciones de la administración y en la información actualmente disponible con la que cuenta. Dichas declaraciones están sujetas a riesgos e incertidumbres, y los resultados reales pueden diferir significativamente de los expresados o implícitos en las declaraciones prospectivas debido a distintos factores.

Las declaraciones prospectivas se refieren únicamente a la fecha en que se hacen y la Compañía no asume ninguna obligación de actualizarlas a la luz de nueva información o desarrollos futuros ni de publicar revisiones de estas declaraciones para reflejar hechos o circunstancias posteriores, ni acontecimientos imprevistos. Para un análisis de los riesgos que la Compañía enfrenta, que podrían afectar la realización de las presentes declaraciones, se pueden consultar las presentaciones realizadas ante la Comisión de Valores de Estados Unidos.

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

**Información sobre reservas de petróleo y gas:** La SEC permite a las compañías de petróleo y gas, en sus presentaciones ante la SEC, revelar sólo reservas probadas, probables y posibles que cumplan con las definiciones de la SEC para tales términos. GeoPark utiliza ciertos términos en este comunicado de prensa, como "Reservas PRMS", que las directrices de la SEC no permiten que GeoPark incluya en las presentaciones ante la SEC. Como resultado, la información en los documentos presentados por la Compañía a la SEC con respecto a las reservas difiere significativamente de la información contenida en este comunicado de prensa.

El VNP10 para las reservas de PRPM 1P, 2P y 3P no es un sustituto de la medida estandarizada del flujo neto de efectivo futuro descontado 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.

**Medidas fuera de las PCGA [GAAP en inglés]:** La Compañía considera que el EBITDA Ajustado, el flujo de efectivo libre y el netback operativo por boe son de utilidad porque nos permiten 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. El cálculo del EBITDA Ajustado, el flujo de efectivo libre y el netback operativo por boede la Compañía puede no ser comparable a otras medidas similares de otras compañías.

**EBITDA Ajustado:** La Compañía define el EBITDA ajustado como las ganancias para el ejercicio antes del costo financiero neto, impuesto a las ganancias, depreciación, amortización, ciertos rubros no monetarios, como las desvalorizaciones y bajas de activos por esfuerzos no exitosos, devengamiento de pagos basados en acciones, resultados no realizados en contratos de gestión de riesgo de commodities y otros eventos no recurrentes. El EBITDA ajustado no es una medida del beneficio ni del flujo de efectivo según lo determinado por las NIIF. 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. 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.

**Flujo de efectivo libre:** El flujo de efectivo libre es una medida fuera de los PCGA y no tiene un significado estandarizado según los mismos. El flujo de efectivo libre se define como efectivo que proporcionan las actividades de operación menos el efectivo

que se utiliza en las actividades de inversión, excluyendo la adquisición en Argentina y adelantos en efectivo de la

disposición de activos de largo plazo.

**Netback operativo por boe:** El netback operativo por boe no debe considerarse como una alternativa o más significativo que el beneficio para el período o el flujo 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.

**Deuda Neta:** La deuda neta se define como prestamos corrientes y no corrientes menos el efectivo y equivalentes de efectivo.

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