



# GEOPARK

**PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA**

## **RESULTADOS DEL CUARTO TRIMESTRE Y RESULTADOS ANUALES DE 2018**

**RÉCORD DE RESULTADOS EN PRODUCCIÓN, RESERVAS Y VALOR DE ACTIVO NETO**

**RÉCORD DE RESULTADOS FINANCIEROS EN INGRESOS, GANANCIAS, EBITDA AJUSTADO Y FLUJO DE EFECTIVO**

Londres, 6 de marzo 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 y Chile informa sus resultados financieros consolidados correspondientes al trimestre finalizado el 31 de diciembre de 2018 (en adelante denominado "cuarto trimestre" o "4T2018") y sus resultados anuales auditados del año 2018. Para analizar los resultados financieros del 4T2018 se realizará una conferencia telefónica el 7 de marzo de 2019 a las 9 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 utilizada aquí se incluyen en el glosario al final de este documento. Este comunicado no contiene toda la información financiera de la Compañía. Por ello, este comunicado debería leerse junto con los estados financieros consolidados y sus respectivas notas para los años finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2017, disponible en el sitio web de la Compañía.

### **DATOS MÁS SIGNIFICATIVOS DEL CUARTO TRIMESTRE Y DEL AÑO 2018**

#### **Producción récord de petróleo y gas**

- La producción consolidada de petróleo y gas aumentó 26% a 38.741 boepd. La producción promedio anual aumentó un 31% a 36.027 boepd.
- La producción de petróleo aumentó 30%, llegando a 32.859 bopd.
- La producción operada bruta en el bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%) en Colombia, superó el marcador de los 70.000 bopd.

#### **Récord en reservas y valor de activo neto**

- Reservas probadas, desarrolladas, produciendo (PDP) netas de 44,2 mmmboe; reservas netas 1P de 113,9 mmmboe; reservas netas 2P de 183,7 mmmboe y reservas netas 3P de 347,0 mmmboe.
- VPN10 de las reservas 1P de USD 1,8 mil millones, equivalente a VPN10 de deuda neta ajustada de USD 25 por acción.
- VPN10 de las reservas 2P de USD 2,7 mil millones, equivalente a VPN10 de deuda neta ajustada de USD 40 por acción.

#### **Ingresos y resultados récord**

- Los ingresos del 4T2018 fueron de USD 151,2 millones/ Récord de ingresos del año de USD 601,2 millones.
- La ganancia neta del 4T2018 fue de USD 42,6 millones/ La ganancia neta del año fue de USD 102,7 millones.
- El EBITDA ajustado del 4T2018 fue de USD 85,7 millones/ EBITDA ajustado récord del año de USD 330,6 millones.
- El flujo de efectivo de actividades de operación del 4T2018 fue de USD 77,8 millones / Récord de flujo de efectivo de actividades de operación de USD 256,2 millones.
- Flujo de efectivo libre<sup>1</sup> del 4T2018 de USD 43,9 millones / Récord de flujo de efectivo libre del año de USD 131,5 millones.
- Resultados récord 2018 por acción de USD 1,19.

#### **Eficiencia de capital y balance sólido**

---

<sup>1</sup> El flujo de efectivo libre se define como flujo de efectivo de las actividades de operación menos el efectivo que se utiliza en las actividades de inversión, excluyendo la adquisición en Argentina y adelanto en efectivo de la venta de La Cuerva y Yamu. El flujo de efectivo libre es una medida fuera de las PCGA [GAAP en inglés]. Ver conciliación más abajo.

- USD 127,7 millones de efectivo disponible.
- Razón deuda neta a EBITDA ajustado de 1x
- El programa de inversión de capital 2018 de USD 124,7 millones generó un incremento de USD 454 en el VPN10 de las reservas 2P.
- Los mejores costos de investigación y desarrollo (F&D) de USD 3,6/ boe para las reservas 2P, USD 2,9/ boe para las reservas 2P en Colombia.

#### Adquisiciones que agregan valor

- Adquisición de la participación del 20% de LGI en las subsidiarias de Colombia y Chile por USD 111 millones, el equivalente a USD 2 por acción generó un estimado de VPN10 de reservas 2P de USD 4 por acción en el 2018.
- Fortalecimiento de cartera por la venta de activos de alto costo no centrales, La Cuerva y Yamu por hasta USD 20 millones.

#### Devolviendo valor a los accionistas

- Programa de recompra de acciones vigente desde diciembre 2018 para la recompra del hasta el 10% de las acciones en circulación.
- Compañía *upstream* independiente<sup>2</sup> de petróleo y gas con mejor rendimiento en NYSE por dos años consecutivos (2017-2018).

James F. Park, Director Ejecutivo de GeoPark, expresó: "Muchas gracias y felicitaciones a las mujeres y hombres de GeoPark por un año de increíbles resultados en todos los ámbitos. Más de dos dígitos de incrementos en la producción, reservas, EBITDA, flujo de efectivo libre, valor presente neto y valor de activo neto por acción. Reducciones en los costos operativos y de capital y ratio de apalancamiento de deuda. Mejoras líderes en el desempeño con comunidades, empleados, medio ambiente y seguridad. Expansión de oportunidad con áreas, recursos de exploración y nuevo inventario de proyecto en crecimiento, mayores capacidades y conocimiento en toda nuestra base operativa. Y un gran reconocimiento del mercado por ser la acción con mejor comportamiento de una empresa independiente E&P en NYSE por segundo año consecutivo. Pero lo más importante es ubicar estos logros dentro del contexto de nuestro continuo récord de crecimiento de 16 años contra viento y marea y en lo que está por venir. Creemos que recién estamos comenzando a tomar impulso y que el equipo de GeoPark ha probado que puede y seguirá dando grandes resultados."

### RENDIMIENTO OPERATIVO CONSOLIDADO

Indicadores de rendimiento clave:

Indicadores Clave	4T2018	3T2018	4T2017	AÑO FISCAL 2018	AÑO FISCAL 2017
Producción de petróleo <sup>a</sup> (bopd)	32.859	31.266	25.341	30.447	22.761
Producción de gas (mcfpd)	35.288	35.690	31.876	33.474	28.950
Producción neta promedio (boepd)	38.741	37.214	30.654	36.027	27.586
Precio de petróleo Brent (USD por bbl)	68,0	76,0	61,5	71,6	54,8
Precio combinado (USD por boe)	44,7	51,4	39,7	48,2	34,6
- Petróleo (USD por bbl)	49,0	57,0	43,0	53,0	36,6
- Gas (USD por mcf)	5,0	5,1	5,2	5,1	5,3
Venta de petróleo crudo (USD millones)	136,6	152,2	92,2	545,5	279,1
Venta de gas (USD millones)	14,6	14,6	14,1	55,7	51,0
Ingresos (USD millones)	151,2	166,8	106,3	601,2	330,1
Contratos de gestión de riesgo de <i>commodities</i> (USD millones)	32,0	-0,6	-18,4	16,2	-15,4
Costos operativos y de producción <sup>b</sup> (USD millones)	-46,7	-48,7	-30,5	-174,3	-99,0
Gastos de venta, G&G y G&A <sup>c</sup> (USD millones)	-19,9	-17,5	-14,8	-70,0	-50,9
EBITDA Ajustado (USD millones)	85,7	98,2	55,2	330,6	175,8

<sup>2</sup> Acciones con Cap de Mercado por encima de los USD 150 millones

EBITDA Ajustado (USD por boe)	25,3	30,3	20,6	26,5	18,4
Netback operativo (USD por boe)	31,0	35,1	26,1	31,9	23,9
Ganancia (pérdida) (USD millones)	42,6	29,7	-3,4	102,7	-17,8
Gastos de capital (USD millones)	33,8	33,2	25,3	124,7	105,6
Adquisición en Argentina (USD millones)	-	-	-	48,9	-
Efectivo y equivalentes de efectivo (USD millones)	127,7	152,7	134,8	127,7	134,8
Deuda financiera a corto plazo (USD millones)	18,0	15,8	7,7	18,0	7,7
Deuda financiera a largo plazo (USD millones)	429,0	419,1	418,5	429,0	418,5
Deuda neta (USD millones)	319,3	282,2	291,4	319,3	291,4

a) Incluye las regalías gubernamentales pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 1.181, 1.175 y 884 bopd del 4T2018, 3T2018 y 4T2017, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Chile, Brasil ni Argentina.

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

c) Los gastos G&A incluyen pagos no monetarios basados en acciones por USD 1,3 millones, USD 1,3 millones y USD 0,7 millones, respectivamente. Estos gastos se excluyen del cálculo del EBITDA Ajustado.

**Producción:** La producción total de petróleo y gas creció un 26% a 38.741 boepd en el 4T2018 de 30.654 boepd en el 4T2017, debido al aumento de la producción en Colombia y la nueva producción de las adquisiciones en Argentina. El petróleo representó un 85% de la producción total informada en comparación al 83% en el 4T2017.

Para más detalles, consultar los Resultados Operacionales del 4T2018 publicados el 16 de enero de 2019.

**Precios de referencia y obtenidos de petróleo:** El precio del crudo Brent promedió USD 68,0 por bbl durante el 4T2018, un aumento del 11% frente a los niveles del 4T2017. Los precios por ventas de petróleo consolidados obtenidos promediaron USD 49,0 por bbl en el 4T2018, un aumento del 14% de USD 43,0 por bbl en el 4T2017. Las diferencias entre los precios de referencia y los obtenidos reflejan descuentos comerciales y de transporte, así como el diferencial de precios de Vasconia, en promedio USD 5,4 por bbl en el 4T2018 comparado con USD 4,0 en el 4T2017. Los descuentos comerciales y de transporte en Colombia promediaron USD 14,6 en el 4T2018, comparados con USD 14,9 por bbl en el 4T2017.

En Colombia, la construcción de la línea de flujo para conectar el bloque Llanos 34 al Oleoducto de los Llanos (ODL), uno de los ductos principales de Colombia, se encuentra en la etapa final de puesta en marcha. El proyecto contribuirá al crecimiento futuro de producción y reducirá los costos operativos y de transporte.

La tabla a continuación presenta un desglose de precios netos obtenidos de petróleo y de referencia en Colombia, Chile y Argentina en el 4T2018:

<b>4T2018- Precios obtenidos de petróleo</b> (USD por bbl)	<b>Colombia</b>	<b>Chile</b>	<b>Argentina</b>
Precio de petróleo Brent	68,0	68,0	68,0
Diferencial Vasconia	(5,4)	-	-
Descuentos comerciales y de transporte	(14,6)	(8,2)	-
Otros <sup>3</sup>	-	-	(6,2)
Precio obtenido de petróleo	48,0	59,8	61,8
Peso en mix de venta de petróleo	93%	2%	5%

**Ingresos:** Los ingresos consolidados aumentaron un 42% a USD 151,2 millones en el 4T2018 comparado con los USD 106,3 millones en el 4T2017. Los precios más altos y las ventas adicionales aumentaron los ingresos.

<sup>3</sup> Acuerdo de estabilidad de precio congeló temporariamente los precios de petróleo en Argentina durante el período de mayo a noviembre de 2018. A partir de diciembre 2018, se ha implementado un nuevo mecanismo relacionado con los precios de petróleo internacionales, sujeto a ciertos descuentos que actualmente oscilan entre USD 5-6,50/bbl. Este acuerdo puede ser temporario, y los precios de petróleo pueden ser ajustados hacia arriba o hacia abajo dependiendo de las condiciones prevalentes del mercado.

**Ventas de petróleo crudo:** Los ingresos consolidados por petróleo aumentaron un 48% a USD 136,6 millones en el 4T2018, impulsados por un aumento del 14% en los precios obtenidos de petróleo y un 30% de aumento en las ventas de petróleo. Los ingresos por petróleo representaron el 90% de los ingresos totales, en comparación con el 87% del 4T2017.

- Colombia: En el 4T2018, los ingresos por petróleo aumentaron un 41% a USD 123,1 millones ya que los precios obtenidos de USD 48,0 por bbl aumentaron un 14% y las ventas de petróleo aumentaron un 25% a 29.145 bopd. Los pagos earn-out de Colombia a los dueños originales del bloque Llanos 34 se dedujeron de los ingresos por petróleo. Aumentaron a USD 5,4 millones en el 4T2018, comparado con los USD 3,7 millones en el 4T2017, en línea con los mayores ingresos por el precio del petróleo y el aumento de la producción.
- Chile: En el 4T2018, los ingresos por petróleo disminuyeron un 11% a USD 3,9 millones debido a menores volúmenes vendidos, parcialmente compensados por mayores precios de petróleo. Las ventas de petróleo descendieron un 21% a 709 bopd debido al deterioro natural de los yacimientos mientras que los precios de petróleo se incrementaron en un 13% a USD 59,8 por barril, en línea con los mayores precios del petróleo Brent.
- Argentina: En el 4T2018, los ingresos por petróleo fueron de USD 9,3 millones, con precios obtenidos de petróleo de USD 61,8 y ventas de 1.631 bopd, todo proveniente de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet (operados por GeoPark con una participación del 100%).

**Ventas de gas:** Los ingresos consolidados por gas aumentaron un 4% a USD 14,6 millones en el 4T2018 comparado con los USD 14,1 millones del 4T2017, impulsados por un 8% de incremento en las ventas de gas, compensando la baja del 4% del precio del gas.

- Chile: En el 4T2018, los ingresos por gas aumentaron un 31% a USD 5,8 millones reflejando mayores precios de gas y mayores ventas. Los precios de gas fueron un 24% más altos, o USD 5,6 por mcf (USD 33,6 por boe) en el 4T2018. El descubrimiento del yacimiento de gas Jauke durante el 3T2018 aumentó las ventas de gas en un 6% a 11,227 mcfpd (1.871 boepd).
- Brasil: En el 4T2018, los ingresos por gas disminuyeron un 26% a USD 6,9 millones debido tanto a precios de gas más bajos como ventas más bajas. Los precios de gas disminuyeron un 15% a USD 4,8 por mcf (USD 28,8 por boe) en línea con una devaluación promedio del 17% de la moneda local. Un suministro hidroeléctrico mayor a la red de energía redujo las ventas de gas en un 13% a 15,658 mcfpd (2.610 boepd).
- Argentina: En el 4T2018, los ingresos por gas fueron de USD 1,4 millones, como consecuencia de los precios obtenidos de gas de USD 4,0 por mcf (USD 24,2 por boe) y de las ventas por 3.787 mcfpd (631 boepd), todo correspondiente a los bloques adquiridos en el país.

**Contratos de gestión de riesgo de *commodities*:** Los contratos de gestión de riesgos de *commodities* consolidados registraron una ganancia obtenida de USD 1,2 millones en el 4T2018 comparado con USD 5,8 millones de pérdida en el 4T2017. Las ganancias no obtenidas ascendieron a USD 30,8 millones en el 4T2018 comparado con USD 12,6 millones en pérdida en el 4T2017 como resultado de la significativa reducción en la curva de precio del petróleo Brent futuro. La compañía utiliza 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>4</sup>:** Los costos operativos consolidados por boe fueron de USD 8,3 en el 4T2018, apenas menores que los USD 8,4 por boe en el 3T2018, pero mayores que los USD 7,3 en el 4T2017 debido a los bloques en Argentina tienen costos más altos por boe.

Los costos operativos consolidados aumentaron USD 8,6 millones a USD 28,2 millones en el 4T2018 comparado con USD 19,6 millones en el 4T2017. La mayor parte del incremento se da por la adquisición en Argentina. A continuación, el desglose del costo operativo:

- Colombia: Los costos operativos por boe disminuyeron un 18% a USD 5,0 en el 4T2018 comparado con USD 6,1 en el 4T2017. Los costos operativos totales aumentaron un 2% a USD 13,9 millones y el volumen de venta aumentó un 25%.
- Chile: Las actividades intensificadas de intervención de pozo para maximizar la producción aumentaron los costos operativos por boe en un 23% a USD 26,2 en el 4T2018 comparado con USD 21,3 en el 4T2017. Los

---

<sup>4</sup> Costos operativos y de producción= Costos operativos + Regalías.

costos operativos totales aumentaron un 19% a USD 6,2 millones en el 4T2018 de USD 5,2 millones en el 4T2017.

- Brasil: Los costos operativos por boe aumentaron un 44% a USD 4,9 en el 4T2018, comparado con USD 3,4 en el 4T2017. Los costos operativos totales aumentaron un 40% a USD 1,4 millones en el 4T2018 de USD 1,0 millones en el 4T2017. Los costos del 4T2017 fueron artificialmente bajos debido a la recuperación por única vez de los costos de mantenimiento en Manatí.
- Argentina: Los costos operativos por boe aumentaron un 11% a USD 34,4 en el 4T2018, comparado con USD 30,0 en el 3T2018. Los costos operativos totales aumentaron a USD 7,2 millones en el 4T2018 de USD 6,3 millones en el 3T2018. Los costos del 4T2018 fueron más altos ya que reflejaron actividades de *pulling* y proyecto de optimización de recuperación secundaria de un trimestre completo, comparado con un trimestre parcial, ya que las actividades se iniciaron en agosto de 2018.

Las regalías consolidadas aumentaron USD 7,5 millones a USD 18,2 millones en el 4T2018 comparado con USD 10,7 millones en el 4T2017, como resultado del aumento de volúmenes y precios de petróleo.

**Gastos de venta:** Los gastos de venta consolidados aumentaron USD 0,9 millones a USD 1,2 millones en el 4T2018 comparado con USD 0,3 millones en el 4T2017. Este incremento en el 4T2018 corresponde principalmente a costos de transporte e impuestos a las ventas en los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet en Argentina.

**Gastos administrativos:** Los costos consolidados de G&A por boe aumentaron un 5% a USD 3,9 en el 4T2018, comparado con USD 3,7 en el 4T2017. El total consolidado de G&A fue de USD 14,6 millones en el 4T2018 comparado con los USD 10,6 millones en el 4T2017.

**Gastos Geológicos y Geofísicos:** Los costos consolidados de G&G por boe disminuyeron a USD 1,7 en el 4T2018, comparado con USD 1,8 en el 4T2017. El total consolidado de gastos G&G aumentó a USD 4,0 millones en el 4T2018 comparado con USD 3,9 millones en el 4T2017.

**EBITDA ajustado:** El EBITDA ajustado consolidado<sup>5</sup> aumentó un 55% a USD 85,7 millones, o USD 25,3 por boe, en el 4T2018 comparado con USD 55,2 millones, o USD 20,6 por boe, en el 4T2017.

- Colombia: EBITDA ajustado de USD 85,6 millones en el 4T2018
- Chile: EBITDA ajustado de USD 1,5 millones en el 4T2018
- Brasil: EBITDA ajustado de USD 4,3 millones en el 4T2018
- Argentina: EBITDA ajustado de USD 0,7 millones en el 4T2018
- Corporativo y Perú: EBITDA ajustado de -USD 6,4 millones (negativo) en el 4T2018

La siguiente tabla muestra la producción, volúmenes vendidos y el desglose de los componentes más significativos del EBITDA ajustado para el 4T2018 y el 4T2017, relacionados por país y por boe:

EBITDA Ajustado/boe	Colombia		Chile		Brasil		Argentina		Total	
	4T18	4T17	4T18	4T17	4T18	4T17	4T18	4T17	4T18	4T17
Producción (boepd)	30.641	24.378	2.823	2.932	2.894	3.328	2.383	-	38.741	30.654
Variación de stock /RIK <sup>a</sup>	(1.369)	(1.004)	(243)	(258)	(244)	(285)	(120)	-	(1.977)	(1.593)
Volumen de ventas	29.272	23.374	2.580	2.674	2.650	3.043	2.263	-	36.674	29.091
% Petróleo	99,6%	99,6%	27%	34%	2%	1%	72%	-	86%	83%
<b>(USD por boe)</b>										
Precio obtenido de petróleo	48,0	42,6	59,8	53,1	77,6	68,0	61,8	-	49,0	43,0
Precio obtenido de gas <sup>b</sup>	39,8	30,8	33,6	27,1	28,8	34,0	24,2	-	30,2	31,4
Earn-out	(2,1)	(1,8)	-	-	-	-	-	-	(1,9)	(1,4)

<sup>5</sup> 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.

<b>Precio combinado</b>	<b>45,9</b>	<b>40,8</b>	<b>40,8</b>	<b>35,9</b>	<b>29,6</b>	<b>34,5</b>	<b>51,3</b>	-	<b>44,7</b>	<b>39,7</b>
Contratos de gestión de riesgo de <i>commodities</i> obtenidos	0,5	2,7	-	-	-	-	-	-	0,4	2,2
Costos operativos	(5,0)	(6,1)	(26,2)	(21,3)	(5,9)	(3,4)	(34,4)	-	(8,3)	(7,3)
Regalías en efectivo	(5,8)	(4,4)	(1,6)	(1,4)	(2,9)	(3,3)	(7,3)	-	(5,4)	(4,0)
Gastos de venta y otros	(0,2)	(0,0)	(0,5)	(0,7)	-	-	(3,5)	-	(0,4)	(0,1)
<b>Netback operativo/boe</b>	<b>35,4</b>	<b>27,6</b>	<b>12,5</b>	<b>12,4</b>	<b>20,9</b>	<b>27,8</b>	<b>6,1</b>	-	<b>31,0</b>	<b>26,1</b>
G&A, G&G, & otros									(5,7)	(5,5)
<b>EBITDA Ajustado/boe</b>									<b>25,3</b>	<b>20,6</b>

a) RIK (abreviatura en inglés para "Regalías en Especie"). Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 1.181 y 881 bopd del 4T2018 y 4T2017, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Chile, Brasil ni Argentina.

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

**Depreciación:** Los gastos consolidados por depreciación aumentaron un 21% a USD 23,9 millones el 4T2018, comparado con USD 19,8 millones del 4T2017, debido a mayores volúmenes. Por barril, sin embargo, los costos por depreciación disminuyeron un 4% a USD 7,1 por boe debido a los éxitos de perforación y aumento de reservas.

**Bajas por resultados no exitosos de exploración:** Las bajas consolidadas por resultados no exitosos de exploración fueron de USD 11,8 millones en el 4T2018 comparado con USD 1,1 millones en el 4T2017. Los montos reconocidos en el 4T2018 corresponden a las bajas de tres pozos: un pozo en Colombia, el prospecto de exploración Zamuro, y dos pozos en Argentina en el bloque Puelen. Otros costos de exploración incurridos en periodos anteriores en Chile, Colombia y Brasil.

**Deterioro de activos no-financieros** Ganancia consolidada no monetaria de USD 5,0 millones en el 4T2018 comparado con cero en el 4T2017. Los montos reconocidos en el 4T2018 corresponden al giro de las pérdidas por deterioro reconocidas en años anteriores en los bloques La Cuerva y Yamu, parcialmente compensado por pérdidas por deterioro no monetarias en los bloques Tierra del Fuego en Chile. Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 36 de los Estados Financieros consolidados de GeoPark para el año finalizado el 31 de diciembre de 2018, disponible en la página web de la compañía.

**Otros Ingresos (Gastos):** Otros gastos operativos aumentaron a USD 2,3 millones en el 4T2018, comparado con los USD 2,7 millones en el 4T2017.

## RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y GANANCIAS DEL PERÍODO

**Gastos Financieros:** Los gastos financieros netos aumentaron a USD 10,3 millones en el 4T2018, en comparación con USD 8,2 millones en el 4T2017.

**Cambio de divisas:** Los cargos netos por cambio de divisas totalizaron una ganancia de USD 6,6 millones en el 4T2018 comparado con una pérdida de USD 3,6 millones en el 4T2017. La subsidiaria de GeoPark en Brasil canceló su deuda existente intercompañía en dólares estadounidenses en octubre 2018, registrando así ganancias por cambio de divisas (el Real subió en octubre comparado con septiembre de 2018). En consecuencia, la subsidiaria de GeoPark en Brasil redujo de manera significativa su exposición a las fluctuaciones de cambio de divisas.

**Impuesto a las Ganancias:** Los gastos por impuesto a las ganancias fueron de USD 37,2 millones en el 4T2018, en comparación con USD 10,7 millones en el 4T2017, en línea con un significativo aumento en las ganancias operativas.

**Resultados:** Los resultados aumentaron USD 46,0 millones a una ganancia de USD 42,6 millones en el 4T2018 comparado con los USD 3,4 millones de pérdida en el 4T2017.

## BALANCE:

**Efectivo y equivalentes de efectivo:** El efectivo y los equivalentes de efectivo totalizaron USD 127,7 millones al 31 de diciembre de 2018 comparado con USD 134,8 millones del año anterior. La diferencia refleja el efectivo utilizado en actividades de inversión de USD 164,6 millones y efectivo utilizado en actividades de financiamiento

de USD 97,6 millones, parcialmente compensado por el efectivo generado de las actividades de operación de USD 256,2 millones.

El efectivo utilizado en actividades de inversión de USD 164,6 millones incluye USD 48,9 millones relativos a la adquisición de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet en Argentina en el 1T2018 y USD 124,7 millones de gastos de capital orgánico relativo a las actividades de desarrollo, exploración y de avanzada. Estas inversiones permitieron a GeoPark el crecimiento de reservas con bajos costos consolidados de investigación y desarrollo (F&D) de USD 3,6/ boe para las reservas 2P (o USD 2,9/ boe para las reservas 2P en Colombia).

El efectivo utilizado en actividades de inversión de USD 97,6 millones incluye la adquisición de la parte no controladora de LGI en la participación en el capital en Colombia y Chile por USD 81,0 millones.

El flujo de efectivo de las actividades de operación de USD 256,2 millones fue neto de USD 67,7 millones relativo a los impuestos a las ganancias en efectivo pagados durante el 2T2018, predominantemente desde Colombia.

**Deuda Financiera:** La deuda financiera total neta de costos de emisión fue de USD 447,0 millones, incluyendo el Bono 2024 de USD 425 millones ("Bono 2024") y otros préstamos bancarios totalizando USD 20,0 millones. La deuda financiera de corto plazo fue de USD 18,0 millones al 31 de diciembre de 2018.

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 27 de los Estados Financieros consolidados de GeoPark para el año finalizado el 31 de diciembre de 2018, disponibles 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 / LTM ajustado EBITDA <sup>b</sup>	Interés LTM Cobertura <sup>c</sup>
4T2017	426,2	134,8	291,4	1,7 veces	6,3 veces
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

a) En base a los resultados financieros de los últimos 12 meses [LTM] más recientes.

**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 RIESGOS DE COMMODITIES RELATIVOS AL PETRÓLEO

La Compañía cuenta con los siguientes contratos de gestión de riesgos 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
1T2019	Zero cost 3-way	4.000	60,0	50,0	97,0-97,1
	Zero cost 3-way	6.000	65,0	55,0	90,0-90,5
	Zero cost	5.000	65,0	-	92,3-92,5
		Total: 15.000			
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
		Total: 11.000			
3T2019	Zero cost	5.000	65,0	-	92,3-92,5
		Total: 5.000			

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 8 de los Estados Financieros consolidados de GeoPark para el año finalizado el 31 de diciembre de 2018, disponible en la página web de la compañía.



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

<b>Colombia</b>	<b>4T2018</b>	<b>4T2017</b>
Venta de petróleo crudo (USD millones)	123,1	87,5
Venta de gas (USD millones)	0,5	0,2
Ingresos (USD millones)	123,6	87,7
Costos operativos y de producción <sup>a</sup> (USD millones)	-29,2	-22,6
EBITDA Ajustado (USD millones)	85,6	51,6
Gastos de Capital <sup>b</sup> (USD millones)	27,8	19,4

  

<b>Chile</b>	<b>4T2018</b>	<b>4T2017</b>
Venta de petróleo crudo (USD millones)	3,9	4,4
Venta de gas (USD millones)	5,8	4,4
Ingresos (USD millones)	9,7	8,8
Costos operativos y de producción <sup>a</sup> (USD millones)	-6,7	-5,6
EBITDA Ajustado (USD millones)	1,5	1,1
Gastos de Capital <sup>b</sup> (USD millones)	1,2	1,4

  

<b>Brasil</b>	<b>4T2018</b>	<b>4T2017</b>
Venta de petróleo crudo (USD millones)	0,3	0,3
Venta de gas (USD millones)	6,9	9,4
Ingresos (USD millones)	7,2	9,7
Costos operativos y de producción <sup>a</sup> (USD millones)	-2,1	-1,9
EBITDA Ajustado (USD millones)	4,3	7,2
Gastos de Capital <sup>b</sup> (USD millones)	1,0	0,5

  

<b>Argentina</b>	<b>4T2018</b>	<b>4T2017</b>
Venta de petróleo crudo (USD millones)	9,3	-
Venta de gas (USD millones)	1,4	-
Ingresos (USD millones)	10,7	-
Costos operativos y de producción <sup>a</sup> (USD millones)	-8,7	-
EBITDA Ajustado (USD millones)	0,7	-
Gastos de Capital <sup>b</sup> (USD millones)	1,2	-

- 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.

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

(En millones de USD)	<b>4T2018</b>	<b>4T2017</b>	<b>AÑO FISCAL 2018</b>	<b>AÑO FISCAL 2017</b>
<b>INGRESOS</b>				
Venta de petróleo crudo	136,6	92,2	545,5	279,1
Venta de gas	14,6	14,1	55,7	51,0
<b>INGRESO TOTAL</b>	<b>151,2</b>	<b>106,3</b>	<b>601,2</b>	<b>330,1</b>
Contratos de gestión de riesgo de <i>commodities</i>	32,0	-18,4	16,2	-15,4
Costos operativos y de producción	-46,7	-30,5	-174,3	-99,0
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	-4,0	-3,9	-14,0	-7,7
Gastos administrativos (G&A)	-14,6	-10,6	-52,1	-42,1
Gastos de venta	-1,2	-0,3	-4,0	-1,1
Depreciación	-23,9	-19,8	-92,2	-74,9
Bajas por resultados no exitosos de exploración	-11,8	-1,1	-26,4	-5,8
Deterioro de activos no-financieros	5,0	-	5,0	-
Otros operativos	-2,3	-2,7	-2,9	-5,1
<b>GANANCIA OPERATIVA</b>	<b>83,5</b>	<b>19,1</b>	<b>256,5</b>	<b>79,0</b>
Costos financieros, neto	-10,3	-8,2	-36,3	-51,5
Pérdida por cambio de divisas	6,6	-3,6	-11,3	-2,2
<b>RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS</b>	<b>79,7</b>	<b>7,3</b>	<b>208,9</b>	<b>25,3</b>
Impuesto a las ganancias	-37,2	-10,7	-106,2	-43,1
<b>RESULTADOS (PERDIDA) PARA EL PERIODO</b>	<b>42,6</b>	<b>-3,4</b>	<b>102,7</b>	<b>-17,8</b>
Participación -no controladora minoritaria	9,3	1,1	30,3	6,4
<b>ATRIBUIBLE A PROPIETARIOS DE GEOPARK</b>	<b>33,3</b>	<b>-4,5</b>	<b>72,4</b>	<b>-24,2</b>

## ESTADO DE POSICIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO RESUMIDO

(En millones de USD)	Dic 18	Dic 17
<b>Activos financieros</b>		
Bienes de uso	557,2	517,4
Otros activos financieros	45,8	53,8
<b>Total activos financieros</b>	<b>603,0</b>	<b>571,2</b>
<b>Activos corrientes</b>		
Existencias	9,3	5,7
Créditos comerciales	16,2	19,5
Otros activos corrientes	106,5	54,9
Efectivo en bancos y en caja	127,7	134,8
<b>Total del activo corriente</b>	<b>259,7</b>	<b>215,0</b>
<b>Total activo</b>	<b>862,7</b>	<b>786,2</b>
<b>Patrimonio neto</b>		
Atribuible a propietarios de GeoPark	143,1	84,9
Participación no controladora	-	41,9
<b>Total de patrimonio neto</b>	<b>143,1</b>	<b>126,8</b>
<b>Pasivo financiero</b>		
Endeudamientos	429,0	418,5
Otros pasivos financieros	72,2	74,5
<b>Total activos financieros</b>	<b>501,2</b>	<b>493,0</b>
<b>Pasivo corriente</b>		
Endeudamientos	18,0	7,7
Otros pasivos corrientes	200,4	158,6
<b>Total activos corrientes</b>	<b>218,4</b>	<b>166,3</b>
<b>Total pasivo</b>	<b>719,6</b>	<b>659,3</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>862,7</b>	<b>786,2</b>

## ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO RESUMIDO

(En millones de USD)	4T2018	4T2017	AÑO FISCAL 2018	AÑO FISCAL 2017
Cash flow generado de las actividades operativas	77,8	24,8	256,2	142,2
Cash flow utilizado en las actividades de inversión	-24,8	-25,3	-164,6	-105,6
Cash flow (utilizado en) de las actividades de financiación	-76,9	-2,5	-97,6	24,0

## RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO A LOS RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS

2018 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros <sup>(a)</sup>	Total
<b>EBITDA Ajustado:</b>	319,4	8,8	17,9	4,6	-20,1	<b>330,6</b>
Depreciación	-42,7	-28,2	-10,4	-10,6	-0,3	-92,2
Contratos de gestión de riesgos de commodities no obtenidos	42,3	-	-	-	-	42,3
Bajas por resultados no exitosos de exploración y deterioro	-6,1	-12,7	-2,0	-0,6	-	-21,4
Pago basado en acciones	-0,9	-0,4	-0,1	-0,7	-3,3	-5,4
Otros	-2,6	3,4	-1,0	0,6	2,2	2,6
<b>RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)</b>	<b>309,4</b>	<b>-29,1</b>	<b>4,4</b>	<b>-6,7</b>	<b>-21,5</b>	<b>256,5</b>
Costos financieros, neto						-36,3
Cargos por cambio de divisas, neto						-11,3
<b>RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS</b>						<b>208,9</b>

2017 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros <sup>(a)</sup>	Total
<b>EBITDA Ajustado:</b>	168,3	4,1	20,2	-2,2	-14,6	<b>175,8</b>
Depreciación	-40,0	-23,7	-10,8	-0,2	-0,2	-74,9
Contratos de gestión de riesgos de commodities no obtenidos	-13,3	-	-	-	-	-13,3
Bajas por resultados no exitosos de exploración y deterioro	-1,6	-0,5	-3,0	-0,7	-	-5,8
Pago basado en acciones	-0,5	-0,4	-0,2	-0,4	-2,7	-4,1
Otros	3,4	0,8	-1,8	0,1	-1,1	1,3
<b>RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)</b>	<b>116,3</b>	<b>-19,7</b>	<b>4,4</b>	<b>-3,4</b>	<b>-18,6</b>	<b>79,0</b>
Costos financieros, neto						-51,5
Cargos por cambio de divisas, neto						-2,2
<b>RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS</b>						<b>25,3</b>

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

## CONCILIACIÓN DE FLUJO DE EFECTIVO LIBRE

(En millones de USD)	4T2018	AÑO FISCAL 2018
Cash flow generado de las actividades operativas	77,8	256,2
Cash flow utilizado en las actividades de inversión	-24,8	-164,6
Subtotal	53,0	91,6
Adquisición en Argentina <sup>6</sup>	-	48,9
Saldo de la disposición de activos de largo plazo <sup>6 7</sup>	-9,0	-9,0
<b>Flujo de efectivo libre</b>	<b>43,9</b>	<b>131,5</b>

<sup>6</sup> Los montos incluyen el flujo de efectivo utilizado en las actividades de inversión.

<sup>7</sup> Correspondiente a los adelantos de pagos relativos a la venta de La Cuerva y Yamu.

## **INFORMACION DE TELECONFERENCIA**

La gerencia de GeoPark tendrá una conferencia telefónica el 7 de marzo de 2019 a las 9 de la mañana (hora del Este) a fin de tratar los resultados financieros del 4T2018. Para escuchar la conferencia, los participantes pueden acceder al webcast (transmisión por Internet) ubicado en la sección Apoyo al Inversor 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: 4069004

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 página 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, 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 <i>commodities</i> 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>CEOP</b>	Contrato Especial de Operación Petrolera
<b>D&amp;M</b>	DeGolyer and MacNaughton
<b>Flujo de efectivo libre</b>	Flujo de efectivo de operaciones menos el flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión excluyendo la adquisición en Argentina y adelantos en efectivo de La Cuerva y Yamu.
<b>Costos F&amp;D</b>	Los costos de investigación y desarrollo, calculados como gastos de capital divididos por las adiciones de reserva neta 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

**VPN10**

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 2018 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 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.

**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 (medidas fuera de las PCGA) son medidas útiles ya que 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 boe de 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 de la ganancia ni del flujo de efectivo según lo determinado por las NIIF. La Compañía excluye los ítems enumerados arriba de las ganancias 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 las ganancias 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 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 de las ganancias del ejercicio o período correspondiente, ver los cuadros financieros adjuntos.

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.

El netback operativo por boe no debe considerarse como una alternativa a, o más significativo que, las ganancias 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 de las ganancias del ejercicio o período correspondiente, ver los cuadros financieros adjuntos.

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