



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK INFORMA LOS RESULTADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DEL 2019

**EI ÉXITO DE LAS OPERACIONES Y LA EFICIENCIA EN LA INVERSIÓN DE CAPITAL
RESULTAN EN UN RENDIMIENTO FINANCIERO RÉCORD**

**NUEVOS ACRES Y BLOQUES DE ALTO VALOR SE AGREGAN A NUESTRA FUERTE PLATAFORMA DE
ACTIVOS REGIONALES**

Bogotá, Colombia- 7 de agosto 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 30 de junio de 2019 (en adelante denominado "Segundo trimestre" o "2T2019"). Para analizar los resultados financieros del 2T2019 se realizará una conferencia telefónica el 8 de agosto de 2019 a las 10 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 respectivas notas para el período finalizado el 30 de junio de 2019 y 2018 disponible en el sitio web de la Compañía.

PUNTOS DESTACADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE 2019

Más petróleo y gas

- La producción consolidada de petróleo y gas aumentó un 9% a 39.201 boepd.
- La producción de petróleo aumentó un 13% a 34.261 bopd.
- La producción de petróleo en Colombia aumentó un 13% a 32.021 bopd.
- La línea de flujo que conecta el bloque Llanos 34 de Colombia (operado por GeoPark con una participación del 45%) al ducto regional se encuentra terminada y operativa.

Mejores resultados

- El ingreso aumentó un 6% a USD 169,5 millones.
- Los menores costos de transporte en Colombia mejoraron el EBITDA Ajustado¹ USD 2 por bbl.
- Los costos operativos consolidados se redujeron un 5% a USD 8,1 por boe y los costos operativos en Colombia se redujeron un 5% a USD 5,4 por boe.
- El EBITDA Ajustado aumentó un 18% a USD 98,7 millones o USD 29,4 por boe, a pesar de los precios del petróleo Brent un 9% más bajo.
- La ganancia neta aumentó 5,7 veces a USD 31,5 millones comparado con los USD 5,5 millones.

Eficiencia en inversión de capital líder en la industria

- Por cada USD 1 invertido en gastos de capital, se logró un rendimiento de USD 3,4 en el EBITDA ajustado.
- El EBITDA ajustado de USD 191,0 millones del 1S2019 cubrió y superó el programa de trabajo anual de 2019 de USD 130 - 145 millones.
- El rendimiento del capital empleado fue del 43%² en los últimos doce meses.

¹ Ver la sección de "Implementación de la NIIF 16" [Normas Internacionales de Información Financiera -IFRS por sus siglas en inglés] incluida en este comunicado de prensa.

² El rendimiento del capital empleado se define como ganancia operativa dividida por los activos totales menos el pasivo actual.

- El ratio deuda neta / EBITDA ajustado fue de 1,0 x.

Inventario de proyectos más grande, más profundo y más amplio

- Colombia: Adquisición de tres bloques de exploración de bajo costo, bajo riesgo y alto potencial en la cuenca Llanos en alianza con Ecopetrol/Hocol, adyacente a las áreas primarias, agregando 86-155 millones de barriles³ de recursos exploratorios brutos sin riesgo.
- Ecuador: Firma de los contratos definitivos de los bloques Espejo (operado por GeoPark con una participación del 50%) y Perico (no operado por GeoPark con una participación del 50%) en la cuenca Oriente.

Rendimiento y retribución de valor a los accionistas

- Inversión de USD 53 millones en el programa de recompra de acciones iniciado en diciembre de 2018, adquiriendo 3.300.000 acciones (o 5% de acciones en circulación) mientras se ejecutan programas de trabajo de crecimiento auto-financiados.

James F. Park, CEO de GeoPark, expresó: "Gracias al equipo de GeoPark por continuar trabajando y cumpliendo. Nuestras métricas trimestrales siguen mejorando y contribuyen a un impresionante primer semestre, que nos apalanca para lograr otro año marcado de crecimiento y expansión de nuestro historial de rendimiento único de 16 años como exploradores y productores de petróleo y gas. Nuestra economía en crecimiento también nos distingue. Nos auto-financiamos a partir de nuestra propia generación de caja; nuestros bajos costos operativos nos permiten enfrentar cualquier volatilidad del precio del petróleo, y la baja inversión de capital requerido para mantener e incrementar nuestra producción supera a la mayoría de nuestros pares de Latinoamérica y de Norteamérica. Nuestro abundante flujo de caja también nos permite agregar valor directamente a nuestros accionistas al invertir en nuestras acciones y recomprarlas. Además, seguimos construyendo nuestro gran inventario de proyectos con adquisiciones de alto valor estratégico y de bajo costo, en cuencas centrales de hidrocarburos, que nos brindan gran margen en el corto, mediano y largo plazo. En reconocimiento a nuestras capacidades, fuimos honorablemente elegidos por la petrolera estatal colombiana como socio para operar en la principal cuenca de Colombia, resultado de la exitosa participación en conjunto en la rueda de licitaciones".

RENDIMIENTO OPERATIVO CONSOLIDADO

Indicadores de rendimiento clave:

Indicadores Clave	2T2019	1T2019	2T2018	1S2019	1S2018
Producción de petróleo ^a (bopd)	34.261	34.358	30.249	34.309	28.805
Producción de gas (mcfpd)	29.642	31.194	33.726	30.413	31.428
Producción neta promedio (boepd)	39.201	39.557	35.870	39.378	34.043
Precio del petróleo Brent (USD por bbl)	68,4	63,7	74,9	66,2	71,1
Precio obtenido combinado (USD por boe)	50,5	44,6	51,7	47,5	48,4
- Petróleo (USD por bbl)	56,0	48,7	57,2	52,3	53,1
- Gas (USD por mcf)	4,5	5,0	5,1	4,7	5,3
Venta de petróleo crudo (USD millones)	158,8	137,6	145,7	296,4	256,7
Venta de gas (USD millones)	10,7	12,5	13,7	23,3	26,5
Ingresos (USD millones)	169,5	150,1	159,3	319,6	283,2
Contratos de gestión de riesgo de commodities (USD millones)	0,8	-21,3	-11,4	-20,5	-15,2
Costos operativos y de producción ^b (USD millones)	-46,0	-38,9	-44,8	-84,9	-78,8
G&G, G&A y Gastos de venta (USD millones)	-22,9	-19,6	-17,5	-42,5	-32,7
EBITDA Ajustado (USD millones)	98,7	92,3	83,3	191,0	146,6
EBITDA Ajustado (USD por boe)	29,4	27,4	27,0	28,4	25,0
Netback operativo (USD por boe)	35,2	32,3	32,5	33,4	30,6
Ganancia neta (USD millones)	31,5	19,7	5,5	51,2	30,4
Gastos de capital (USD millones)	28,8	37,3	36,3	66,1	57,7

³ Auditado de manera independiente por Gaffney, Cline and Associates.

Adquisición en Argentina (USD millones)	-	-	-3,2 ^c	-	48,8
Efectivo y equivalentes de efectivo (USD millones)	68,9	146,6	105,2	68,9	105,2
Deuda financiera a corto plazo (USD millones)	18,0	11,4	7,6	18,0	7,6
Deuda financiera a largo plazo (USD millones)	424,6	429,2	418,9	424,6	418,9
Deuda neta (USD millones)	373,7	294,0	321,3	373,7	321,3

- a) Incluye las regalías gubernamentales pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 1.196, 1.295 y 898 boepd del 2T2019, 1T2019 y 2T2018, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Chile, Brasil ni Argentina.
- b) Los costos operativos y de producción incluyen los costos operativos, regalías pagadas en efectivo y pagos basados en acciones.
- c) Ajuste de precio que corresponde a los flujos de efectivo netos generados por los activos adquiridos desde la firma del contrato de compra de activos, el 18 de diciembre de 2017, hasta la fecha de cierre, el 27 de marzo de 2018.

Producción: La producción total de petróleo y gas creció un 9% a 39.201 boepd en el 2T2019 debido al aumento de la producción en Colombia y Chile, parcialmente compensada por una menor producción en Brasil y en Argentina. El petróleo representó un 87% de la producción total informada en comparación al 84% en el 2T2018.

En junio 2019, GeoPark completó la venta de los bloques La Cuerva y Yamu lo que le permitirá a GeoPark reasignar recursos a su bloque central Llanos 34 y a los nuevos acres adjudicados recientemente en la cuenca Llanos. Durante el 2T2019, los bloques La Cuerva y Yamu produjeron aproximadamente 640 boepd que fueron incluidos como parte de la producción consolidada de petróleo y gas de GeoPark.

Para más detalles, consultar la Actualización de Operaciones del 2T2019 publicada el 15 de julio de 2019.

Precios de referencia y obtenidos del petróleo: El precio del petróleo Brent promedió los USD 68,4 por bbl durante el 2T2019, 9% menos que los niveles del 2T2018. El precio obtenido del petróleo, en contraste, fue de USD 55,6 por bbl, sólo un 1% menos que en el 2T2018. Esta mejora reflejó no sólo un menor descuento en el diferencial de precios de Vasconia sino, más importante, mejoras significativas en los descuentos comerciales y de transporte que comenzaron en enero de 2019. Remitirse a la sección de gastos de venta a continuación. La tabla a continuación presenta un desglose del precio del petróleo Brent y los precios netos obtenidos del petróleo en Colombia, Chile y Argentina durante el 2T2019 y el 2T2018:

2T2019 - Precios obtenidos del petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina
Precio del petróleo Brent	68,4	68,4	68,4
Diferencial Vasconia	(1,8)	-	-
Descuentos comerciales y de transporte	(11,0)	(8,3)	-
Otros	-	-	[(7,9)]
Precio obtenido del petróleo	55,6	60,1	60,5
Peso en mix de venta de petróleo	94%	1%	5%

2T2018 - Precios obtenidos del petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina
Precio del petróleo Brent	74,9	74,9	74,9
Diferencial Vasconia	(4,1)	-	-
Descuentos comerciales y de transporte	(14,5)	(9,9)	-
Otros	-	-	(8,2)
Precio obtenido del petróleo	56,3	65,0	66,7
Peso en mix de venta de petróleo	91%	3%	6%

Ingresos: Los ingresos consolidados aumentaron un 6% a USD 169,5 millones en el 2T2019 comparado con los USD 159,3 millones en el 2T2018. Mayores ventas y menores descuentos dieron como resultado mayores ingresos.

Ventas de petróleo crudo: Los ingresos consolidados por petróleo aumentaron un 9% a USD 158,8 millones en el 2T2019, impulsados principalmente por un aumento del 12% en las ventas de petróleo, parcialmente compensadas por menores precios obtenidos del petróleo. Los ingresos por petróleo representaron el 94% de los ingresos totales, en comparación con el 91% del 2T2018.

- Colombia: En el 2T2019, los ingresos por petróleo aumentaron un 14% a USD 147,2 millones luego de mayores ventas de petróleo y menores precios obtenidos del petróleo. Las ventas de petróleo aumentaron un 16% a 30.381 bopd. Los precios obtenidos disminuyeron menos del 1% a USD 55,6 a pesar de los precios del petróleo Brent que fueron 9% 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 6,5 millones en el 2T2019, comparado con los USD 5,2 millones en el 2T2018, en línea con mayores ingresos por petróleo.
- Chile: En el 2T2019, los ingresos por petróleo descendieron un 49% a USD 2,5 millones debido a menores volúmenes vendidos y menores precios obtenidos del petróleo. Las ventas de petróleo disminuyeron un 45% a 454 bopd debido al deterioro natural de los yacimientos mientras que los precios obtenidos del petróleo disminuyeron un 7% a USD 60,1 por bbl, en línea con menores precios del petróleo Brent.
- Argentina: En el 2T2019, los ingresos por petróleo descendieron un 20% a USD 8,8 millones debido a menores volúmenes vendidos y menores precios obtenidos del petróleo. Las ventas de petróleo disminuyeron un 12% a 1.605 bopd debido al deterioro natural de los yacimientos mientras que los precios obtenidos del petróleo disminuyeron un 9% a USD 60,5 por bbl, en línea con menores precios del petróleo Brent.

Venta de gas: Los ingresos consolidados por gas disminuyeron un 21% a USD 10,7 millones en el 2T2019 comparado con los USD 13,7 millones en el 2T2018. Los ingresos por gas cayeron debido a una disminución del 12% en los precios del gas y un 11% menos en las ventas de gas.

- Chile: En el 2T2019, los ingresos por gas aumentaron un 17% a USD 5,2 millones reflejando mayores ventas de gas, parcialmente compensados por menores precios del gas. El yacimiento de gas Jauke contribuyó al incremento de las ventas del gas en un 39% a 12,747 mcfpd (2.124 boepd). Los precios del gas descendieron un 16%, o USD 4,4 por mcf (USD 26,6 por boe) en el 2T2019 debido a precios más bajos del metanol.
- Brasil: En el 2T2019, los ingresos por gas disminuyeron un 44% a USD 4,0 millones debido a menores ventas y precios del gas. Las actividades planificadas de mantenimiento en el yacimiento Manatí (no operado por GeoPark con una participación del 10%) y la mayor disponibilidad de energía hidroeléctrica redujeron las ventas de gas en un 42% a 9.125 mcfpd (1.521 boepd). Los precios del gas disminuyeron un 3% a USD 4,8 por mcf (USD 28,5 por boe) debido al impacto de la devaluación de la moneda local del 8%, compensada parcialmente por el ajuste por inflación del precio anual de aproximadamente 6% en vigencia desde enero de 2019.
- Argentina: En el 2T2019, los ingresos por gas disminuyeron un 38% a USD 1,1 millones de USD 1,8 millones como resultado de menores ventas y precios del gas. Las ventas disminuyeron un 5% a 3.673 mcfpd (612 boepd) mientras que los precios del gas cayeron un 35% a USD 3,4 por mcf (USD 20,4 por boe) debido a menores precios del gas en el mercado local.

Contratos de Gestión de Riesgo de Commodities: Los contratos de gestión de riesgo de commodities consolidados contribuyeron a una ganancia de USD 0,8 millones en el 2T2019 comparado con los USD 11,4 millones de pérdida en el 2T2018. Los contratos de gestión de riesgos de commodities tienen dos componentes diferentes: una parte obtenida y otra no obtenida.

La ganancia obtenida de USD 0,7 millones en el 2T2019 comparado con los USD 13,3 millones de pérdida en el 2T2018 reflejaron los precios del petróleo Brent y los contratos de gestión de riesgos de commodities en vigencia durante los períodos respectivos.

Las ganancias no obtenidas fueron de USD 0,1 millones en el 2T2019 y USD 2,0 millones en el 2T2018. Las ganancias no realizadas durante el 2T2019 resultaron de un pequeño cambio en la curva del precio del petróleo Brent proyectada en comparación con marzo de 2019.

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. (Remitirse a la sección “Contratos de Gestión de Riesgo de Commodities” para más detalles acerca de los contratos vigentes.)

Costos operativos y de producción⁴: Los costos operativos consolidados por boe disminuyeron un 5% a USD 8,1 por boe de los USD 8,5 por boe. En general, la producción consolidada y los costos operativos aumentaron un 3% a USD 46,0 millones en el 2T2019 comparado con los USD 44,8 millones en el 2T2018, como resultado de un incremento del 9% en ventas y beneficiándose de menores costos operativos por boe.

La siguiente tabla muestra un desglose de los costos operativos y de producción en el 2T2019 y 2T2018:

(En millones de USD)	2T2019	2T2018
Costos operativos	26,5	26,1
Regalías	19,5	18,5
Pago basado en acciones	0,0	0,2
Costos operativos y de producción:	46,0	44,8

Los costos operativos consolidados aumentaron un 1% o USD 0,4 millones a USD 26,5 millones en el 2T2019 comparado con los USD 26,1 millones en el 2T2018, a pesar del incremento del 9% en las ventas. Los costos operativos consolidados por boe disminuyeron un 5% a USD 8,1 en el 2T2019 comparado con los USD 8,5 en el 2T2018.

A continuación, el desglose de los costos operativos:

- Colombia: Los costos operativos por boe disminuyeron un 5% a USD 5,4 en el 2T2019 comparado con los. Los costos totales operativos aumentaron un 8% a USD 14,7 millones.
- Chile: Los costos operativos por boe disminuyeron un 12% a USD 20,0 en el 2T2019 comparado con los USD 22,7 en el 2T2018 principalmente debido al impacto de los costos fijos sobre un 9% de mayores ventas y menores actividades de intervención de pozo. Los costos operativos totales disminuyeron un 4% a USD 4,7 millones en el 2T2019 de los USD 4,9 millones en el 2T2018.
- Brasil: Los costos operativos por boe disminuyeron un 18% a USD 5,3 en el 2T2019 comparado con los USD 6,5 en el 2T2018 principalmente debido a la implementación de la NIIF 16 por aproximadamente USD 0,5 millones (o USD 3,7 por boe). La NIIF 16 modifica el tratamiento y la valuación de arrendamientos operativos, que actualmente se registran en gastos de depreciación, pero que originalmente fueron considerados como costos operativos. Los costos operativos totales disminuyeron un 53% a USD 0,7 millones en el 2T2019 de los USD 1,6 millones en el 2T2018.
- Argentina: Los costos operativos por boe aumentaron a USD 31,2 en el 2T2019 comparado con los USD 26,9 en el 2T2018 principalmente debido al impacto de los costos fijos sobre un 10% de ventas más bajas. Los costos operativos totales aumentaron un 4% a USD 6,3 millones en el 2T2019 de los USD 6,0 millones en el 2T2018.

Las regalías consolidadas aumentaron USD 1,0 millones a USD 19,5 millones el 2T2019, comparado con los USD 18,5 millones del 2T2018, debido a mayores ingresos registrados en el 2T2019. Las regalías consolidadas representaron el 12% del ingreso en el 2T2019 y en el 2T2018.

Gastos de venta: Los gastos de venta consolidados aumentaron USD 4,1 millones a USD 5,3 millones en el 2T2019 (de los cuales USD 4,9 millones o USD 1,8 por bbl corresponden a Colombia), comparado con los USD 1,2 millones en el 2T2018.

El incremento de USD 1,7 por bbl en los gastos de venta en Colombia (que refleja la diferencia entre USD 1,8 por bbl en el 2T2019 en comparación con. USD 0,1 por bbl en el 2T2018) muestra la diferencia según diferentes puntos de venta. Las ventas en boca de pozo se deducen de los ingresos mientras que los costos de transporte para las ventas a otros puntos de ventas se contabilizan como gastos de venta.

⁴ Ver la sección de “Implementación de la NIIF 16” incluida en este comunicado de prensa.

Los descuentos comerciales y de transporte en Colombia mejoraron USD 3,5 por bbl durante el 2T2019, impactando de manera positiva en los precios obtenidos del petróleo. Esto fue parcialmente compensado por USD 1,7 por bbl de gastos de ventas más altos, mejorando los márgenes netos por aproximadamente USD 2 por bbl.

Gastos administrativos⁵: Los costos consolidados de G&A por boe se mantuvieron levemente estables en USD 4,0 en el 2T2019 y en el 2T2018. El total consolidado de G&A aumentó un 7% a USD 13,3 millones en el 2T2019 comparado con los USD 12,5 millones en el 2T2018 debido a mayores costos relativos a los esfuerzos de nuevos negocios de los bloques en Colombia y Ecuador recientemente adquiridos.

Gastos geológicos & geofísicos⁶: Los costos consolidados de G&G por boe se mantuvieron levemente estables en USD 1,3 en el 2T2019 y en el 2T2018. El total de gastos consolidados de G&G aumentó un 11% a USD 4,3 millones en el 2T2019 comparado con los USD 3,9 millones en el 2T2018 debido a una mayor escala de operaciones e inversiones continuas para expandir las capacidades técnicas de GeoPark.

EBITDA Ajustado: El EBITDA ajustado consolidado⁷ aumentó un 18% a USD 98,7 millones. El EBITDA Ajustado fue de USD 29,4 por boe en el 2T2019 comparado con los USD 83,3 millones, o los USD 27,0 por boe, en el 2T2018.

Por país, el EBITDA Ajustado del 2T2019 fue:

- Colombia: EBITDA Ajustado de USD 100,1 millones
- Chile: EBITDA Ajustado de USD 1,6 millones
- Brasil: EBITDA Ajustado de USD 2,0 millones
- Argentina: EBITDA Ajustado de USD 1,9 millones
- Corporativo y Perú: EBITDA Ajustado de -USD 6,9 millones.

La siguiente tabla muestra la producción, los volúmenes vendidos y el desglose de los componentes más significativos del EBITDA Ajustado para el 2T2019 y el 2T2018, sobre una base por país y por barril:

EBITDA Ajustado/boe ^c	Colombia		Chile		Brasil		Argentina		Total	
	2T19	2T18								
Producción (boepd)	32.191	27.940	2.953	2.559	1.693	2.904	2.365	2.467	39.201	35.870
Variación de stock /RIK ^a	(1.663)	(1.553)	(375)	(199)	(142)	(229)	(148)	3	(2.327)	(1.977)
Volumen de ventas (boepd)	30.528	26.387	2.578	2.360	1.551	2.675	2.217	2.470	36.874	33.893
% Petróleo	99,5%	99,6%	18%	35%	1%	2%	72%	74%	88%	86%
(USD por boe)										
Precio obtenido del petróleo	55,6	56,3	60,1	65,0	83,0	79,9	60,5	66,7	56,0	57,2
Precio obtenido del gas ^b	36,7	40,3	26,6	31,6	28,5	29,3	20,4	31,5	26,8	30,5
Earn-out	(2,4)	(2,2)	-	-	-	-	-	-	(1,9)	(2,0)
Precio combinado	53,2	54,0	32,5	43,3	29,6	30,1	49,4	57,5	50,5	51,7
Contratos de Gestión de Riesgo de commodities	0,2	(5,6)	-	-	-	-	-	-	0,2	(4,3)
Costos operativos	(5,4)	(5,7)	(20,0)	(22,7)	(8,9)	(6,5)	(31,7)	(26,9)	(8,1)	(8,5)
Regalías en efectivo	(6,3)	(6,6)	(1,2)	(1,8)	(2,4)	(2,9)	(7,0)	(6,8)	(5,8)	(6,0)
Gastos de venta y otros	(1,8)	(0,1)	(0,4)	(0,7)	-	-	(1,5)	(4,0)	(1,6)	(0,4)
Netback operativo/boe	40,0	36,2	11,0	18,1	18,4	20,7	9,2	19,9	35,2	32,5
G&A, G&G & otros									(5,8)	(5,5)
EBITDA Ajustado/boe									29,4	27,0

⁵ Ver la sección de "Implementación de la NIIF 16" incluida en este comunicado de prensa.

⁶ Ver la sección de "Implementación de la NIIF 16" incluida en este comunicado de prensa.

⁷ Ver la sección "Conciliación del EBITDA ajustado a ganancia (pérdida) antes del impuesto a las ganancias" incluida en este comunicado de prensa.

a) RIK (abreviatura en inglés para "Regalías en Especie"). Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 1.196 y 898 bopd en el 2T2019 y en el 2T2018, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Chile, Brasil ni Argentina.

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

c) El EBITDA Ajustado se calcula como si la NIIF 16 no se hubiera implementado; en consecuencia, las cifras incluidas en el cuadro que antecede para el 2T2019 son comparables con aquellas de períodos previos. Ver la sección "Implementación de la NIIF 16" y "Conciliación del EBITDA Ajustado a ganancia (pérdida) antes del impuesto a las ganancias" incluida en este comunicado de prensa.

Depreciación⁸: Los gastos consolidados de depreciación aumentaron levemente un 2% a USD 24,8 millones en el 2T2019, comparado con los USD 24,3 millones en el 2T2018. El 9% de incremento en los volúmenes vendidos explican el cambio, además de la implementación de la NIIF 16, parcialmente compensado por menores costos de depreciación por boe.

Bajas por resultados no exitosos de exploración: La baja consolidada por resultados no exitosos de exploración fue de USD 0,6 millones en el 2T2019, comparado con USD 9,2 millones en el 2T2018. Las cifras comparativas se relacionan con acumulaciones de petróleo no comercial descubierto en el prospecto de exploración Yaguasito en el bloque Tiple en Colombia.

Otros ingresos (Gastos): Otros ingresos operativos tuvieron una ganancia de USD 0,7 millones en el 2T2019 comparado con una pérdida de USD 0,1 millones en el 2T2018.

RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y GANANCIAS DEL PERÍODO

Gastos Financieros: Los gastos financieros netos aumentaron levemente a USD 9,1 millones en el 2T2019, en comparación con los USD 8,7 millones en el 2T2018.

Cambio de divisas: Los gastos netos por cambio de divisas fueron de USD 2,4 millones en el 2T2019 comparado con los USD 13,3 millones en el 2T2018. El período comparativo se vio afectado por la devaluación del real brasileño y su impacto en la deuda intercompañía en dólares estadounidenses, cancelada en el 4T2018.

Impuesto a las ganancias: Los gastos por impuesto a las ganancias fueron de USD 33,6 millones en el 2T2019, en comparación con los USD 24,4 millones en el 2T2018, en línea con ganancias imponibles más altas en el 2T2019.

Ganancia: La ganancia de USD 31,5 millones en el 2T2019 fue 5,7 veces mayor o USD 26,0 millones más alta que los USD 5,5 millones registrados en el 2T2018, y reflejaron mayores ganancias operativas, ajustadas por impuestos a las ganancias más altos.

BALANCE:

Efectivo y equivalentes de efectivo: El efectivo y los equivalentes de efectivo totalizaron USD 68,9 millones al 30 de junio de 2019 comparado con los USD 127,7 millones al 31 de diciembre de 2018. El efectivo generado por actividades operativas fue de USD 93,1 millones y fue compensado parcialmente por efectivo utilizado en actividades de inversión de USD 66,1 millones y efectivo utilizado en actividades de financiamiento de USD 85,8 millones.

El efectivo generado de las actividades de operación fue de USD 93,1 millones después de pagos de impuesto a las ganancias por USD 88,6 millones. El pago de impuesto incluyó USD 58,1 millones relativos a ganancias impositivas del ejercicio fiscal 2018 y los remanentes USD 30,5 millones son adelantos impositivos, que se deducirán contra las ganancias impositivas del ejercicio fiscal 2019 (pagaderos en el 2020). La Compañía no prevé pagar impuesto a las ganancias adicional en efectivo durante el 2S2019. Como recordatorio, la Compañía cancela sus obligaciones relativas a impuesto a las ganancias en el primer y segundo trimestre de cada año en Colombia.

El efectivo utilizado en actividades de financiación de USD 85,8 millones incluyó USD 48,4 millones del programa de recompra, el pago de intereses de USD 14,6 millones en el Bono de USD 425 millones ("Bono 2024") y USD 15,0 millones relativos a la adquisición de la participación no controlante de LGI en Colombia y Chile y USD 4,9 millones relativos al pago de capital en préstamos de corto plazo.

⁸ Ver la sección de "Implementación de la NIIF 16" incluida en este comunicado de prensa.

Deuda financiera: La deuda financiera total, neta de costos de emisión, fue de USD 442,6 millones, incluyendo el Bono 2024 y otros préstamos bancarios totalizando USD 15,2 millones. Al 30 de junio de 2019, la deuda financiera a corto plazo fue de USD 18,0 millones.

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 12 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 30 de junio de 2019, disponible en la página web de la compañía.

INDICADORES FINANCIEROS^a

(USD millones)

Al finalizar el período	Deuda financiera	Efectivo y equivalentes al efectivo	Deuda Neta	Deuda Neta / EBITDA ajustado LTM ^b	Cobertura del Interés LTM ^c
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
2T2019	442,6	68,9	373,7	1.0 veces	12,9 veces

a) En base a los resultados financieros recientes de los últimos doce meses [LTM en inglés].

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 ambas 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 del contrato (USD por bbl)		
			Purchased Put	Sold Put	Sold Call
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 30 de junio de 2019, disponible en la página web de la compañía.

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

Colombia	2T2019	2T2018
Venta de petróleo crudo (USD millones)	147,2	129,4
Venta de gas (USD millones)	0,5	0,4
Ingresos (USD millones)	147,7	129,8
Costos operativos y de producción ^a (USD millones)	-32,3	-29,6
EBITDA Ajustado (USD millones)	100,1	79,6
Inversiones en bienes de capital ^b (USD millones)	18,0	28,0

Chile	2T2019	2T2018
Venta de petróleo crudo (USD millones)	2,5	4,9
Venta de gas (USD millones)	5,2	4,4
Ingresos (USD millones)	7,6	9,3
Costos operativos y de producción ^a (USD millones)	-4,9	-5,3
EBITDA Ajustado (USD millones)	1,6	2,0
Inversiones en bienes de capital ^b (USD millones)	1,8	1,1

Brasil	2T2019	2T2018
Venta de petróleo crudo (USD millones)	0,2	0,3
Venta de gas (USD millones)	4,0	7,0
Ingresos (USD millones)	4,2	7,3
Costos operativos y de producción ^a (USD millones)	-1,1	-2,3
EBITDA Ajustado (USD millones)	2,0	4,0
Inversiones en bienes de capital ^b (USD millones)	1,5	0,2

Argentina	2T2019	2T2018
Venta de petróleo crudo (USD millones)	8,8	11,1
Venta de gas (USD millones)	1,1	1,8
Ingresos (USD millones)	10,0	12,9
Costos operativos y de producción ^a (USD millones)	-7,7	-7,6
EBITDA Ajustado (USD millones)	1,9	2,6
Inversiones en bienes de capital ^b (USD millones)	3,2	3,9

- a) Costos operativos y de producción= Costos operativos + Regalías+ Pagos basados en acciones.
- b) Las inversiones en gastos de capital en Perú justifican la diferencia con la cifra informada en la tabla de indicadores de rendimiento clave.

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

(En millones de USD)

	2T2019	2T2018	2S2019	2S2018
INGRESOS				
Venta de petróleo crudo	158,8	145,7	296,4	256,7
Venta de gas	10,7	13,7	23,2	26,5
INGRESO TOTAL	169,5	159,3	319,6	283,2
Contratos de Gestión de Riesgo de commodities	0,8	-11,4	-20,5	-15,2
Costos operativos y de producción	-46,0	-44,8	-84,9	-78,8
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	-4,3	-3,9	-8,6	-6,1
Gastos administrativos (G&A)	-13,3	-12,5	-25,1	-25,1
Gastos de venta	-5,3	-1,2	-8,9	-1,5
Depreciación	-24,8	-24,3	-50,3	-44,0
Bajas por resultados no exitosos de exploración	-0,6	-9,2	-0,9	-11,0
Otros operativos	0,7	-0,1	2,0	0,7
GANANCIA OPERATIVA	76,6	52,0	122,6	102,0
Costos financieros, neto	-9,1	-8,7	-17,9	-17,2
Resultados por Cambio de Divisas	-2,4	-13,3	-1,4	-15,0
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	65,1	30,0	103,3	69,8
Impuesto a las ganancias:	-33,6	-24,4	-52,1	-39,4
RESULTADOS PARA EL PERÍODO	31,5	5,5	51,2	30,4
Participación minoritaria no controlante	-	6,2	-	12,6
ATRIBUIBLE A PROPIETARIOS DE GEOPARK	31,5	-0,7	51,2	17,7

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

(En millones de USD)	Jun '19	Dic '18
Activos no corrientes		
Bienes de uso	578,4	557,2
Otros activos no corrientes	61,4	45,8
Total activos no corrientes	639,8	603,0
Activos corrientes		
Existencias	10,8	9,3
Créditos comerciales	29,2	16,2
Otros activos corrientes	66,3	106,5
Efectivo en bancos y en caja	68,9	127,7
Total del activo corriente	175,2	259,7
Total activo	815,1	862,7
Patrimonio neto		
Atribuible a propietarios de GeoPark	147,2	143,1
Total de patrimonio neto	147,2	143,1
Pasivo no corriente		
Endeudamientos	424,6	429,0
Otros pasivos no corrientes	66,1	72,2
Total pasivo no corriente	490,7	501,2
Pasivo corriente		
Endeudamientos	18,0	18,0
Otros pasivos corrientes	159,2	200,4
Total pasivos corrientes	177,2	218,4
Total pasivo	667,8	719,6
Total pasivo y patrimonio	815,1	862,7

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

(En millones de USD)	2T2019	2T2018	1S2019	1S2018
Flujo de efectivo generado por las actividades operativas	11,8	22,3	93,1	98,6
Flujo de efectivo utilizado en las actividades de inversión	-28,8	-33,1	-66,1	-106,5
Flujo de efectivo utilizado en las actividades de financiación	-60,5	-4,7	-85,8	-21,9

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

1S2019 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	189,1	4,5	4,8	4,6	-11,9	191,0
Depreciación:	-22,9	-16,4	-3,2	-7,4	-0,4	-50,3
Contratos de Gestión de Riesgo de commodities no obtenidos	-22,9	-	-	-	-	-22,9
Bajas por resultados no exitosos de exploración	-0,2	-	-	-0,7	-	-0,9
Pago basado en acciones	-0,4	-0,04	-0,05	-0,05	-0,5	-1,1
NIIF 16	0,9	0,1	1,1	0,5	0,3	2,8
Otros	1,7	-0,2	0,5	0,5	1,5	4,0
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	145,2	-12,1	3,1	-2,6	-11,1	122,6
Costos financieros, neto						-17,9
Cargos por cambio de divisas, neto						-1,4
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						103,2
1S2018 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	141,4	3,7	9,0	1,4	-8,9	146,6
Depreciación:	-22,5	-13,1	-5,4	-3,0	-0,1	-44,0
Contratos de Gestión de Riesgo de commodities no obtenidos	8,7	-	-	-	-	8,7
Bajas por resultados no exitosos de exploración:	-8,5	-0,4	-1,9	-0,3	-	-11,0
Pago basado en acciones	-0,2	-0,2	-0,03	-0,2	-1,2	-1,8
Otros	2,0	0,3	-0,2	1,0	0,5	3,6
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	120,9	-9,7	1,5	-1,0	-9,7	102,0
Costos financieros, neto						-17,2
Cargos por cambio de divisas, neto						-15,0
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						69,8

(a) Incluye Perú y Corporativo.

**RENDIMIENTO EN EL CÁLCULO DEL CAPITAL EMPLEADO
(SIN AUDITAR)**

(En millones de USD)	1S2019
Ganancia operativa de los últimos 12 meses	277,1
Total activo menos pasivo corriente - 30 de junio de 2019.	637,9
RENDIMIENTO EN EL CALCULO DEL CAPITAL EMPLEADO	43%

IMPLEMENTACIÓN DE LA NIIF 16 (SIN AUDITAR)

GeoPark implementó la NIIF 16 en enero de 2019, pero no modificó las cifras comparativas para el 2018, tal como lo permite la norma contable. La NIIF 16 requiere el reconocimiento de ciertos cambios relativos a alquileres operativos como gastos de depreciación, que en períodos comparativos fueron registrados como costos operativos y de producción, gastos administrativos y geofísicos. Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 1 de los estados financieros consolidados de la Compañía.

El EBITDA Ajustado se calcula como si la NIIF 16 no se hubiera implementado; en consecuencia, las cifras incluidas en el cuadro de la página [6], "EBITDA Ajustado por boe" son comparables con aquellas de períodos previos.

Se han realizado los siguientes ajustes a los costos operativos y de producción, gastos administrativos, geológicos y geofísicos para calcular el EBITDA Ajustado:

(En millones de USD)	2T2019	1S2019
Ganancia (pérdida)		
Costos operativos y de producción	-0,8	-1,2
Gastos administrativos	-0,6	-1,4
Gastos geológicos y geofísicos	-0,1	-0,2

INFORMACION DE TELECONFERENCIA

La gerencia de GeoPark tendrá una conferencia telefónica el 8 de agosto de 2019 a las 10 de la mañana (hora del este) a fin de tratar los resultados financieros del 2T2019. 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

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: 4273485

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

Para mayor información, comunicarse con:

INVERSORES:

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

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

MEDIOS:

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

Kelsey Markovich – Sard Verbinnen & Co kmarkovich@sardverb.com
New York, USA
T: +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 (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.
EBITDA Ajustado por boe	EBITDA Ajustado dividido por el total de las 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) 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.
Bbl	Barril
Boe	Barriles de petróleo equivalente
Boepd	Barriles de petróleo equivalente por día
Bopd	Barriles de petróleo por día
D&M	DeGolyer and MacNaughton
Flujo de efectivo libre	Flujo de efectivo operativo menos flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión.
Costos F&D	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
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)
Participación	"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.

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 o futuro 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 (SEC).

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 permite a la compañía 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 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/ para más información.