



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK INFORMA LOS RESULTADOS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2019

**ÉXITO OPERACIONAL Y EXPLORATORIO
MEJORA EN COSTOS Y CAPITAL
INCORPORACIÓN DE NUEVOS ACRES DE ALTO IMPACTO
CRECIMIENTO AUTOFINANCIADO CON RETRIBUCIÓN DE VALOR A LOS ACCIONISTAS**

Bogotá, Colombia - 6 de noviembre 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 septiembre de 2019 (en adelante denominado "Tercer Trimestre" o "3T2019"). Para analizar los resultados financieros del 3T2019 y el programa de trabajo y las pautas de inversión para el 2020 se realizará una conferencia telefónica el 7 de noviembre 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 utilizada 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 y las notas de los estados contables de GeoPark para el período finalizado el 30 de septiembre de 2019 y 2018 disponible en el sitio web de la Compañía.

PUNTOS DESTACADOS DEL TERCER TRIMESTRE 2019

Crecimiento constante de la producción de petróleo y gas

- La producción consolidada de petróleo y gas aumentó un 6% a 39.619 boepd -ajustada por los bloques vendidos, la producción consolidada aumentó un 9% (3% más alta en comparación con el 2T2019).
- La producción de petróleo aumentó un 8% a 33.693 bopd.
- La producción de petróleo de Colombia aumentó un 8% alcanzando los 31,394 bopd (un 12% más ajustado por la venta de los bloques).
- La producción en Chile aumentó un 28% a 3.358 boepd.

Perforación exitosa constante de desarrollo y exploración

En Colombia, en el bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%).

- Nuevo descubrimiento, Guaco, el décimo cuarto yacimiento petrolífero descubierto por GeoPark en el bloque sobre el tren de falla más occidental, abriendo una nueva oportunidad.
- Se testearon y pusieron en producción cinco nuevos pozos de desarrollo y avanzada en el bloque.

En Brasil, en el bloque REC-T-128 (operado por GeoPark con una participación del 70%).

- Se inició testeo de largo plazo en el yacimiento petrolífero Praia dos Castelhanos recientemente descubierto.

Reducción constante de costos operativos y de capital

- Los menores costos de transporte en Colombia mejoraron el EBITDA Ajustado por USD 2,0 por bbl.
- Los costos operativos consolidados disminuyeron un 4% a USD 8,1 por boe.
- Los costos operativos en Colombia disminuyeron un 10% a USD 5,6 por boe.

Mejora constante del flujo de efectivo y retornos financieros

- Ingresos por USD 151,2 millones, sólo 9% menor a pesar de la caída del 18% en los precios del petróleo Brent.

- EBITDA Ajustado¹ de USD 86,7 millones o USD 25,3 por boe.
- Ganancia neta de USD 6,8 millones / ganancia neta de USD 57,9 millones para 9M2019.
- Cada USD 1 invertido en gastos de capital tuvo un rendimiento de USD 3,9 en el EBITDA Ajustado.
- Rendimiento del capital empleado del 41%² en los últimos doce meses.

Fortalecimiento constante del balance

- El EBITDA Ajustado de los últimos doce meses fue de USD 363,4 millones.
- El ratio deuda neta a EBITDA Ajustado fue de 1,0 x.
- Efectivo y equivalentes de efectivo por USD 81,6 millones.

Expansión constante de la plataforma de acres, alianzas y proyectos

- Conjuntamente con Ecopetrol/Hocol, se adquirieron tres bloques de exploración de bajo costo, bajo riesgo y alto potencial en la cuenca Llanos, bordeando el prolífero bloque Llanos 34 y agregando 86-155 mmbbl de recursos exploratorios brutos sin riesgo³.
- Adquisición de cuatro nuevos bloques atractivos de bajo riesgo y bajo costo en Brasil, que fortalecen la cartera existente en las cuencas Recóncavo y Potiguar y son adyacentes a yacimientos productores existentes.

Retribución constante de valor a los accionistas

- Nuevo dividendo trimestral anunciado de USD 0,0413 por acción.
- Programa de recompra de acciones acelerado habiendo adquirido 4.448.000 acciones (7% de las acciones totales en circulación) por USD 72,6 millones desde diciembre 2018, mientras se ejecutan programas de trabajo de crecimiento auto financiados.

James F. Park, Director Ejecutivo de GeoPark, expresó: "Muchas gracias al equipo de GeoPark por cumplir y seguir trabajando para mejorar cada parte de nuestro negocio. Nuevamente, durante este período, hemos obtenido resultados de corto plazo mientras realizamos inversiones de largo plazo, siempre operando dentro de nuestro propio flujo de efectivo y financiados con este mismo. Creemos que este impulso incesante y disciplinado a ser mejores en todo lo que hacemos es un activo intangible y poderoso que diferencia a GeoPark y nos posiciona como compañía independiente líder en Latinoamérica. Estamos muy entusiasmados con los nuevos acres de alto potencial que hemos adquirido bordeando el rico bloque Llanos 34, y nos honra ser socios y operar para la compañía nacional petrolera de Colombia en su cuenca local. Tenemos ahora 5 equipos de perforación operando a lo largo de nuestra plataforma de activos, y estamos motivados a completar el 2019 con mejores resultados aún y extender nuestro historial de crecimiento a un 17^{to} año ganado con esfuerzo. Desde la perspectiva de nuestros accionistas, GeoPark ha estado retribuyendo valor a los accionistas con el rendimiento líder del precio de la acción (incremento de más del 330% desde 2017) y un ambicioso programa de recompra de acciones durante el año, que ahora ha sido ampliado para incluir nuestro primer dividendo trimestral en efectivo."

RENDIMIENTO OPERATIVO CONSOLIDADO

Indicadores de rendimiento clave:

Indicadores Clave	3T2019	2T2019	3T2018	9M2019	9M2018
Producción de petróleo ^a (bopd)	33.693	34.261	31.266	34.102	29.634
Producción de gas (mcfpd)	35.555	29.642	35.690	32.148	32.862
Producción neta promedio (boepd)	39.619	39.201	37.214	39.460	35.111
Precio del petróleo Brent (USD por bbl)	62,1	68,4	76,0	64,7	72,7
Precio obtenido combinado (USD por boe)	44,2	50,5	51,4	46,4	49,5
- Petróleo (USD por bbl)	49,3	56,0	57,0	51,3	54,5
- Gas (USD por mcf)	4,4	4,5	5,1	4,6	5,2
Venta de petróleo crudo (USD millones)	138,2	158,8	152,2	434,6	408,9

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.

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

Venta de gas (USD millones)	13,0	10,7	14,6	36,2	41,1
Ingresos (USD millones)	151,2	169,5	166,8	470,9	450,0
Contratos de gestión de riesgo de commodities (USD millones)	4,4	0,8	-0,6	-16,0	-15,8
Costos operativos y de producción ^b (USD millones)	-41,7	-46,0	-48,7	-126,7	-127,6
G&G, G&A y Gastos de venta (USD millones)	-21,1	-22,9	-17,5	-63,7	-50,2
EBITDA Ajustado (USD millones)	86,7	98,7	98,2	277,7	244,8
EBITDA Ajustado (USD por boe)	25,3	29,4	30,3	27,4	26,9
Netback operativo (USD por boe)	31,4	35,2	35,1	33,0	32,2
Ganancia neta (USD millones)	6,8	31,5	29,7	57,9	60,1
Gastos de capital (USD millones)	15,0 ^c	28,8	33,2	81,1	90,9
Adquisición en Argentina (USD millones)	-	-	-	-	48,8
Efectivo y equivalentes de efectivo (USD millones)	81,6	68,9	152,7	81,6	152,7
Deuda financiera a corto plazo (USD millones)	10,6	18,0	15,8	10,6	15,8
Deuda financiera a largo plazo (USD millones)	424,4	424,6	419,1	424,4	419,1
Deuda neta (USD millones)	353,4	373,7	282,2	353,4	282,2

- a) Incluye las regalías gubernamentales pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 1.419, 1.196 y 1.175 bopd del 3T2019, 2T2019 y 3T2018, 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) Los gastos de capital son netos de USD 7,1 millones obtenidos en el 3T2019 relativos a los montos remanentes de la venta de los bloques La Cuerva y Yamu completada el 1º de julio de 2019.

Producción: La producción de petróleo y gas creció un 6% a 39.619 boepd en el 3T2019 debido al aumento de la producción en Colombia, Chile, y Argentina, parcialmente compensada por una menor producción en Brasil y en Argentina. Ajustada por la venta de los bloques La Cuerva y Yamú (1.007 bopd en el 3T2018), la producción consolidada de petróleo y gas de la compañía aumentó un 9% en el 3T2019 y la producción en Colombia un 12%.

El petróleo representó un 85% de la producción total informada en comparación al 84% en el 3T2018.

Para más detalles, consultar la Actualización de Operaciones del 3T2019 publicada el 17 de octubre de 2019.

Precios obtenidos y de referencia del petróleo: El precio del petróleo Brent promedió los USD 62,1 por bbl en el 3T2019, 18% o USD 13,9 por bbl menos que los niveles del 3T2018. El precio del petróleo obtenido fue sólo un 14% menor a USD 49,3 por bbl, USD 7,7 por bbl menor que los niveles del 3T2018. Esta mejora significativa reflejó no sólo un menor descuento en el diferencial de precios de Vasconia sino también mejoras reales en los descuentos comerciales y de transporte. Remitirse a la sección de gastos de venta debajo.

La tabla a continuación presenta un desglose del precio del crudo Brent y los precios netos obtenidos del petróleo en Colombia, Chile y Argentina durante el 3T2019 y el 3T2018:

3T2019- Precios obtenidos del petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina
Precio del petróleo Brent	62,1	62,1	62,1
Diferencial Vasconia	(1,7)	-	-
Descuentos comerciales y de transporte	(11,1)	(7,8)	
Otros	-	-	(13,2)
Precio obtenido del petróleo	49,3	54,3	48,9
Ponderación sobre la combinación de ventas de petróleo	94%	1%	5%

3T2018- Precio obtenido del petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina
Precio del petróleo Brent	76,0	76,0	76,0
Diferencial Vasconia	(5,8)	-	-
Descuentos comerciales y de transporte	(14,0)	(9,1)	-
Otros	-	-	(9,5)
Precio obtenido del petróleo	56,2	66,9	66,5
Ponderación sobre la combinación de ventas de petróleo	92%	2%	6%

Ingresos: Los menores precios del petróleo Brent afectaron los ingresos consolidados que disminuyeron un 9% a USD 151,2 millones en el 3T2019 con respecto a USD 166,8 millones en el 3T2018. Los menores precios del petróleo Brent fueron parcialmente compensados por mayores ventas y menores descuentos.

Ventas de petróleo crudo: Los ingresos consolidados por petróleo disminuyeron un 9% a USD 138,2 millones en el 3T2019, impulsados por una caída del 14% en los precios obtenidos de petróleo, compensado parcialmente por un aumento del 6% en las ventas de petróleo. Los ingresos por petróleo representaron el 91% de los ingresos totales tanto en el 3T2019 como en el 3T2018.

- Colombia: En el 3T2019, los ingresos por petróleo disminuyeron un 6% a USD 129,0 luego de menores precios obtenidos del petróleo, parcialmente compensados por mayores ventas. Los precios obtenidos disminuyeron un 12% a USD 49,3 por bbl luego de precios del petróleo Brent 18% más bajos, parcialmente compensados por un marcador de Vasconia más bajo y mejores descuentos comerciales y de transporte. Las ventas de petróleo aumentaron un 8% a 29.788 bopd. Los pagos earn-out de Colombia aumentaron a USD 6,0 millones en el 3T2019, comparado con USD 5,5 millones en el 3T2018.
- Chile: En el 3T2019, los ingresos por petróleo descendieron un 47% a USD 2,3 millones debido a menores volúmenes vendidos y menores precios obtenidos del petróleo. Las ventas de petróleo disminuyeron un 35% a 458 bopd debido al deterioro natural de los yacimientos mientras que los precios obtenidos del petróleo disminuyeron un 19% a USD 54,3 por bbl, en línea con menores precios del petróleo Brent.
- Argentina: En el 3T2019, los ingresos por petróleo descendieron un 34% a USD 6,7 millones debido a menores volúmenes vendidos y menores precios obtenidos del petróleo. Las ventas de petróleo disminuyeron un 10% a 1.490 bopd debido al deterioro natural de los yacimientos mientras que los precios obtenidos del petróleo disminuyeron un 26% a USD 48,9 por bbl, menos que los precios del petróleo Brent debido a los controles del precio del petróleo implementados en la segunda mitad del 3T2019.

Ventas de gas: Los ingresos consolidados por gas disminuyeron un 11% a USD 13,0 millones en el 3T2019 comparado con USD 14,6 millones en el 3T2018. Los ingresos de gas cayeron debido a una disminución del 15% en los precios del gas, compensado parcialmente por un incremento del 4% en las ventas de gas.

- Chile: En el 3T2019, los ingresos por gas aumentaron un 17% a USD 5,8 millones reflejando un ingreso significativo en las ventas de gas, parcialmente compensados por menores precios de gas. Las ventas aumentaron un 60% en el 3T2019 a 15.535 mcfpd (2.589 boepd), como resultado del exitoso descubrimiento y desarrollo del yacimiento de gas Jauke. Los precios del gas descendieron un 27%, o USD 4,1 por mcf (USD 24,4 por boe) en el 3T2019 debido a precios más bajos del metanol.
- Brasil: En el 3T2019, los ingresos por gas descendieron un 22% a USD 5,7 millones debido a menores ventas parcialmente compensados por precios más altos del gas. Las ventas de gas en Manatí descendieron un 27% a 12.428 mcfpd (2.071 boepd), como resultado de un menor consumo industrial y de la central eléctrica, y de la disponibilidad de otras fuentes de gas. Los precios del gas aumentaron un 7% a USD 4,9 por mcf (USD 29,7 por boe) después del ajuste anual por inflación de precios del gas de aproximadamente 6%, en vigencia desde enero de 2019.

El contrato de ventas de gas de largo plazo del yacimiento de gas Manatí contiene una cláusula "Take or pay" (ToP) que reduce de manera significativa el riesgo de demanda por debajo de determinados niveles. La producción de gas neta durante el período 9M2019 estuvo por debajo de los niveles ToP mínimos anuales aplicables para el año 2019. En caso de que los niveles de producción de todo el 2019 sean menores que los niveles ToP anuales, se le permite a GeoPark cobrar montos en efectivo por la diferencia entre ventas reales y los niveles ToP.

- Argentina: En el 3T2019, los ingresos por gas disminuyeron un 51% a USD 1,0 millones de USD 2,0 millones como resultado de menores ventas y precios del gas más bajos. Las ventas disminuyeron un 4% a 3.653 mcfpd (609 boepd) mientras que los precios cayeron un 49% a USD 2,9 por mcf (USD 17,4 por boe) debido a menores precios locales del gas.

Contratos de Gestión de Riesgo de Commodities. Los contratos consolidados de gestión de riesgo de commodities contribuyeron a una ganancia de USD 4,4 millones en el 3T2019 comparado con USD 0,6 millones de pérdida en el 3T2018. Los contratos de gestión de riesgos de commodities tienen dos componentes diferentes: una parte obtenida y otra no obtenida.

La ganancia obtenida de USD 1,4 millones en el 3T2019 comparado con USD 3,4 millones de pérdida en el 3T2018 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 3,0 millones en el 3T2019 y de USD 2,9 millones en el 3T2018. Las ganancias no obtenidas durante el 3T2019 resultaron de los cambios en la curva del precio del petróleo Brent proyectada en comparación con junio 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 4% a USD 8,1 por boe de USD 8,4 por boe. En general, la producción consolidada y los costos operativos disminuyeron un 14% a USD 41,7 millones en el 3T2019 comparado con USD 48,7 millones en el 3T2018, como resultado de menores regalías y costos operativos.

La siguiente tabla muestra un desglose de los costos operativos y de producción en el 3T2019 y el 3T2018:

(En millones de USD)	3T2019	3T2018
Costos operativos	26,6	27,3
Regalías	15,1	21,1
Pago basado en acciones	-	0,3
Costos operativos y de producción:	41,7	48,7

Los costos operativos consolidados disminuyeron un 3% o USD 0,7 millones a USD 26,6 millones en el 3T2019 comparado con USD 27,3 millones en el 3T2018, a pesar del incremento del 6% en las ventas. Los costos operativos consolidados por boe disminuyeron un 4% a USD 8,1 en el 3T2019 comparado con USD 8,4 en el 3T2018.

A continuación, el desglose de los costos operativos:

- Colombia: Los costos operativos por boe disminuyeron un 10% a USD 5,6 en el 3T2019 comparado con USD 6,2 en el 3T2018 debido principalmente al impacto de los costos fijos sobre un 8% de mayores ventas y la venta de los bloques La Cuerva and Yamú⁵, yacimientos petrolíferos maduros con mayores costos operativos. Los costos operativos totales disminuyeron un 5% a USD 15,1 millones.
- Chile: Los costos operativos por boe aumentaron un 10% a USD 19,3 en el 3T2019 comparado con USD 17,5 en el 3T2018 reflejando mayores actividades de intervención en pozo. Los costos operativos totales aumentaron a USD 5,4 millones en el 3T2019 de USD 3,7 millones en el 3T2018.
- Brasil: Los costos operativos por boe aumentaron un 7% a USD 5,3 en el 3T2019 comparado con los USD 4,9 en el 3T2018 debido principalmente al impacto de costos fijos sobre un 22% de menores ventas en Manatí y, en menor medida, a los costos asociados con las actividades iniciales de testeo en el yacimiento de petróleo Praia dos Castelhanos. Estos fueron parcialmente compensados por la implementación de la NIIF 16 por aproximadamente USD 0,5 millones (o USD 2,7 por boe) en el 3T2019. La NIIF 16 modifica el tratamiento y la valuación de arrendamientos operativos, que al 2019 se registran como gastos de

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

⁵ El 1º de julio de 2019 GeoPark completó la venta de los bloques La Cuerva y Yamú.

depreciación, pero que fueron registrados como costos operativos en el 3T2018. Los costos operativos totales disminuyeron un 21% a USD 1,0 millones en el 3T2019 de USD 1,3 millones en el 3T2018.

- Argentina: Los costos operativos por boe disminuyeron a USD 27,0 en el 3T2019 comparado con USD 30,0 en el 3T2018. Los costos operativos totales disminuyeron un 20% a USD 5,1 millones en el 3T2019 de USD 6,3 millones en el 3T2018.

Las regalías consolidadas disminuyeron USD 6,0 millones a USD 15,1 millones el 3T2019, comparado con los USD 21,1 millones del 3T2018, como resultado de menores precios obtenidos en el 3T2019. Las regalías consolidadas representaron el 10% del ingreso en el 3T2019 y el 13% en el 3T2018.

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

El incremento en los gastos de venta en Colombia muestra la diferencia según distintos puntos de venta y costos asociados con la operación de la línea de flujo que conecta el bloque Llanos 34 al ducto regional ODL. 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.

Los descuentos comerciales y de transporte en Colombia mejoraron USD 2,9 por bbl durante el 3T2019, impactando de manera positiva en los precios obtenidos del petróleo. Esto fue parcialmente compensado por USD 0,9 por bbl de gastos de ventas más altos, mejorando los márgenes netos por aproximadamente USD 2,0 por bbl. Remitirse a la sección "Evolución de Descuentos Comerciales y de Transporte y Gastos de Venta en Colombia" más abajo.

Gastos administrativos⁶: El total consolidado de gastos G&A aumentó un 17% a USD 14,5 millones en el 3T2019 comparado con USD 12,3 millones en el 3T2018 debido a mayores costos de staff asociados con un incremento en la escala de operaciones y otros costos administrativos relativos a esfuerzos de nuevos negocios.

Gastos geológicos & geofísicos⁷: El total de gastos consolidados de G&G aumentó un 9% a USD 4,3 millones en el 3T2019 comparado con los USD 3,9 millones en el 3T2018 debido a una mayor escala de operaciones e inversiones continuas para expandir las capacidades técnicas de GeoPark.

EBITDA Ajustado: El EBITDA Ajustado consolidado⁸ disminuyó un 12% a USD 86,7 millones. El EBITDA Ajustado por boe fue de USD 25,3 por boe en el 3T2019 comparado con USD 30,3 por boe en el 3T2018.

Por país, el EBITDA Ajustado del 3T2019 fue:

- Colombia: EBITDA Ajustado de USD 92,5 millones
- Chile: EBITDA Ajustado de USD 1,3 millones
- Brasil: EBITDA Ajustado de USD 2,7 millones
- Argentina: EBITDA Ajustado de -USD 1,7 millones.
- Corporativo, Perú y Ecuador: EBITDA Ajustado de -USD 8,1 millones.

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

⁷ Ver la sección de "Implementación de la NIIF 16" incluida en este comunicado de prensa.

⁸ Ver la sección "Conciliación del EBITDA Ajustado a ganancia antes del impuesto a las ganancias" incluida en este comunicado de prensa.

La siguiente tabla muestra la producción, los volúmenes vendidos y el desglose de los componentes más significativos del EBITDA Ajustado para el 3T2019 y el 3T2018, sobre una base por país y por barril:

EBITDA Ajustado/boe ^c	Colombia		Chile		Brasil		Argentina		Total	
	3T19	3T18								
Producción (boepd)	31.578	29.139	3.358	2.632	2.299	3.124	2.384	2.319	39.619	37.214
Variación de stock /RIK ^a	(1.629)	(1.383)	(311)	(304)	(190)	(245)	(285)	(23)	(2.414)	(1.955)
Volumen de ventas (boepd)	29.949	27.756	3.047	2.328	2.109	2.879	2.099	2.296	37.205	35.259
% Petróleo	99,5%	99,6%	15%	30%	2%	2%	71%	72%	85%	85%
(USD por boe)										
Precio obtenido del petróleo	49,3	56,2	54,3	66,9	69,2	83,7	48,9	66,5	49,3	57,0
Precio obtenido del gas ^b	34,5	38,8	24,4	33,4	29,7	27,7	17,4	34,2	25,9	30,5
Earn-out	(2,2)	(2,2)	-	-	-	-	-	-	(1,7)	(2,0)
Precio combinado	47,0	53,9	28,9	43,6	30,4	28,6	39,8	57,5	44,2	51,4
Contratos de Gestión de Riesgo de commodities	0,5	(1,3)	-	-	-	-	-	-	0,4	(1,1)
Costos operativos	(5,6)	(6,2)	(19,3)	(17,5)	(7,9)	(4,9)	(27,0)	(30,0)	(8,1)	(8,4)
Regalías en efectivo	(4,8)	(7,2)	(1,0)	(1,7)	(2,3)	(2,7)	(6,1)	(7,9)	(4,4)	(6,5)
Gastos de venta y otros	(0,7)	(0,1)	(0,3)	(0,6)	-	-	(1,3)	(3,9)	(0,7)	(0,4)
Netback operativo/boe	36,4	39,1	8,2	23,8	20,1	21,0	5,4	15,7	31,4	35,1
G&A, G&G & otros									(6,1)	(4,8)
EBITDA Ajustado/boe									25,3	30,3

- a) RIK (Regalías en Especie, por sus siglas en inglés). Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 1.419 y 1.175 bopd del 3T2019 y el 3T2018, 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 3T2019 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.

Depreciación⁹: Los gastos consolidados de depreciación aumentaron levemente un 9% a USD 26,5 millones en el 3T2019, comparado con USD 24,3 millones en el 3T2018. El 6% de incremento en los volúmenes vendidos explican el cambio, además de la implementación de la NIIF 16.

Bajas por resultados no exitosos de exploración: La baja consolidada por resultados no exitosos de exploración fue de USD 8,4 millones en el 3T2019, comparado con USD 3,5 millones en el 3T2018. Los montos registrados en el 3T2019 se refieren principalmente a los pozos de exploración no exitosos y otros costos de exploración incurridos en los bloques CN-V (no operado por GeoPark con una participación del 50%) y Sierra del Nevado (no operado por GeoPark con una participación del 18%) en Argentina.

Otros ingresos (Gastos): Otros gastos operativos aumentaron a USD 1,4 millones en el 3T2019 comparado con USD 1,2 millones en el 3T2018.

RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y GANANCIAS DEL PERÍODO

Gastos financieros Los gastos financieros netos disminuyeron levemente a USD 8,6 millones en el 3T2019, en comparación con USD 8,7 millones en el 3T2018.

Cambio de divisas: Los gastos netos por cambio de divisas resultaron en una ganancia de USD 0,8 millones en el 3T2019 comparado con una pérdida de USD 2,9 millones en el 3T2018. El período comparativo se vio

⁹ Ver la sección de "Implementación de la NIIF 16" incluida en este comunicado de prensa.

afectado por la devaluación del real brasilero 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 41,8 millones en el 3T2019, en comparación con USD 29,7 millones en el 3T2018, en línea con ganancias impositivas más altas en el 3T2019. El impuesto a las ganancias actual devengado en el 3T2019 asciende a USD 25,3 millones.

Ganancia: Ganancia de USD 6,8 millones en el 3T2019 comparada con USD 29,7 millones en el 3T2018, reflejando menores ganancias operativas derivadas principalmente de precios del petróleo Brent más bajos y mayores impuestos a las ganancias, parcialmente compensados por menores costos operativos y regalías.

BALANCE:

Efectivo y equivalentes de efectivo El efectivo y los equivalentes de efectivo totalizaron USD 81,6 millones al 30 de septiembre de 2019 comparado con USD 127,7 millones al 31 de diciembre de 2018. El efectivo generado por actividades operativas fue de USD 156,9 millones y fue compensado parcialmente por efectivo utilizado en actividades de inversión de USD 81,1 millones y actividades de financiamiento de USD 121,7 millones.

El efectivo generado de las actividades de operación fue de USD 156,9 millones después de pagos de impuesto a las ganancias por USD 88,6 millones en el 1S2019. El pago del 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 4T2019.

El efectivo utilizado en actividades de financiación de USD 121,7 millones incluyó principalmente USD 69,0 millones del programa de recompra, el pago de intereses de USD 28,5 millones relacionado principalmente con el Bono de USD 425 millones ("Bono 2024"); USD 15,0 millones relativos a la adquisición de la participación no controlante de LGI en Colombia y Chile en el 2018 y USD 4,9 millones relativos al pago de capital en préstamos de corto plazo.

Deuda financiera: La deuda financiera total, neta de costos de emisión, fue de USD 435,0 millones, incluyendo el Bono 2024 y otros préstamos bancarios totalizando USD 14,3 millones. Al 30 de septiembre de 2019, la deuda financiera a corto plazo fue de USD 10,6 millones.

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 13 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 30 de septiembre de 2019, disponible en la página web de la compañía.

INDICADORES FINANCIEROS^a

(USD millones)

Al finalizar el período	Deuda financiera	Efectivo y equivalentes de efectivo	Deuda Neta	Deuda Neta / EBITDA Ajustado^b en los últimos 12 meses	Interés Cobertura^c en los últimos 12 meses
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
3T2019	435,0	81,6	353,4	1,0 veces	12,1 veces

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

Cláusula sobre Bono 2024: El Bono 2024 prevé *incurrence test covenants* que requieren que la deuda neta al índice del EBITDA Ajustado sea menor que 3,25 veces y el EBITDA Ajustado al índice de interés debería ser 2,25 veces mayor hasta septiembre 2021. 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	Volúmen (bopd)	Términos de contrato (USD por bbl)		
			Purchased Put	Sold Put	Sold Call
4T2019	Zero cost 3-way	8.000	55,0	45,0	79,0-81,5
	Zero cost 3-way	4.000	55,0	45,0	71,0-73,8
	Zero cost 3-way	2.000*	55,0	45,0	65,2
1T2020	Zero cost 3-way	8.000	55,0	45,0	79,0-81,5
	Zero cost 3-way	4.000	55,0	45,0	71,0-73,8
	Zero cost 3-way	2.000	55,0	45,0	65,2
2T2020	Zero cost 3-way	4.000	55,0	45,0	71,0-73,8
	Zero cost 3-way	2.000	55,0	45,0	65,2
3T2020	Zero cost 3-way	4.000	55,0	45,0	71,0-73,8
	Zero cost 3-way	2.000	55,0	45,0	65,2
4T2020	Zero cost 3-way	4.000	55,0	45,0	71,0-73,8
	Zero cost 3-way	2.000	55,0	45,0	65,2

*Desde el 1 de noviembre de 2019

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 4 de los estados financieros consolidados de GeoPark para el período finalizado el 30 de septiembre de 2019, disponible en la página web de la compañía.

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

Colombia	3T2019	3T2018
Venta de Petróleo crudo (USD millones)	129,0	137,3
Venta de gas (USD millones)	0,5	0,4
Ingresos (USD millones)	129,5	137,7
Costos operativos y de producción ^a (USD millones)	-28,2	-34,4
EBITDA Ajustado (USD millones)	92,5	92,4
Inversiones en bienes de capital ^b (USD millones)	15,4	23,2
Chile	3T2019	3T2018
Venta de Petróleo crudo (USD millones)	2,3	4,3
Venta de gas (USD millones)	5,8	5,0
Ingresos (USD millones)	8,1	9,3
Costos operativos y de producción ^a (USD millones)	-5,7	-4,2
EBITDA Ajustado (USD millones)	1,3	3,6
Inversiones en bienes de capital ^b (USD millones)	0,4	5,6
Brasil	3T2019	3T2018
Venta de Petróleo crudo (USD millones)	0,2	0,4
Venta de gas (USD millones)	5,7	7,2
Ingresos (USD millones)	5,9	7,6
Costos operativos y de producción ^a (USD millones)	-1,5	-2,0
EBITDA Ajustado (USD millones)	2,7	4,6
Inversiones en bienes de capital ^b (USD millones)	0,3	0,0
Argentina	3T2019	3T2018
Venta de Petróleo crudo (USD millones)	6,7	10,1
Venta de gas (USD millones)	1,0	2,0
Ingresos (USD millones)	7,7	12,1
Costos operativos y de producción ^a (USD millones)	-6,3	-8,1
EBITDA Ajustado (USD millones)	-1,7	2,4
Inversiones en bienes de capital ^b (USD millones)	4,0	3,2

- a) Costos operativos y de producción= Costos operativos + Regalías+ Pagos basados en acciones.
- b) Los 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)

	3T2019	3T2018	9M2019	9M2018
INGRESOS				
Venta de petróleo crudo:	138,2	152,2	434,6	408,9
Venta de gas:	13,0	14,6	36,2	41,1
INGRESO TOTAL	151,2	166,8	470,9	450,0
Contratos de Gestión de Riesgo de commodities	4,4	-0,6	-16,0	-15,8
Costos operativos y de producción:	-41,7	-48,7	-126,7	-127,6
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	-4,3	-3,9	-12,9	-9,9
Gastos administrativos (G&A)	-14,5	-12,3	-39,5	-37,4
Gastos de venta:	-2,4	-1,3	-11,3	-2,8
Depreciación:	-26,5	-24,3	-76,8	-68,3
Bajas por resultados no exitosos de exploración:	-8,4	-3,5	-9,3	-14,5
Otros operativos	-1,4	-1,2	0,6	-0,6
GANANCIA OPERATIVA	56,4	71,0	179,0	173,0
Costos financieros, neto	-8,6	-8,7	-26,6	-25,9
Resultados por Cambio de Divisas	0,8	-2,9	-0,7	-17,9
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	48,5	59,3	151,8	129,2
Impuesto a las ganancias:	-41,8	-29,7	-93,9	-69,1
RESULTADOS PARA EL PERIODO	6,8	29,7	57,9	60,1
Participación-no controladora	-	8,3	-	20,9
ATRIBUIBLE A PROPIETARIOS DE GEOPARK	6,8	21,4	57,9	39,2

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

(En millones de USD)	Sep 19	Dic '18
Activos financieros		
Bienes de uso	564,8	557,2
Otros activos financieros	60,9	45,8
Total activos financieros	625,7	603,0
Activos corrientes		
Existencias	10,1	9,3
Créditos comerciales	34,7	16,2
Otros activos corrientes	41,3	106,5
Efectivo en bancos y en caja	81,6	127,7
Total del activo corriente	167,7	259,7
Total activo	793,4	862,7
Patrimonio neto		
Atribuible a propietarios de Geopark	131,3	143,1
Total de patrimonio neto	131,3	143,1
Pasivo financiero		
Endeudamientos	424,4	429,0
Otros pasivos financieros	79,4	72,2
Total activos financieros	503,8	501,2
Pasivo corriente		
Endeudamientos	10,6	18,0
Otros pasivos corrientes	147,7	200,4
Total activos corrientes	158,3	218,4
Total pasivo	662,1	719,6
Total pasivo y patrimonio	793,4	862,7

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

(En millones de USD)	3T2019	3T2018	9M2019	9M2018
Flujo de efectivo generado por las actividades operativas	63,8	79,9	156,9	178,5
Flujo de efectivo (utilizado) en las actividades de inversión	-15,0	-33,3	-81,1	-139,8
Flujo de efectivo (utilizado) en las actividades de financiación	-35,9	1,2	-121,7	-20,8

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

9M2019 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	281,5	5,8	7,5	2,8	-19,9	277,7
Depreciación:	-34,3	-25,7	-5,1	-11,1	-0,6	-76,8
Contratos de Gestión de Riesgo de commodities no obtenidos	-19,9	-	-	-	-	-19,9
Bajas por resultados no exitosos de exploración:	-0,2	-	-	-9,0	-	-9,3
Pago basado en acciones	-0,4	-0,0	-0,1	-0,1	-0,9	-1,4
IFRS16	1,5	0,1	1,6	0,7	0,4	4,3
Otros	2,8	-0,9	0,5	0,1	2,0	4,4
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	230,9	-20,7	4,5	-16,6	-19,0	179,0
Costos financieros, neto						-26,6
Cargos por cambio de divisas, neto						-0,7
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						151,8
9M2018 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	233,8	7,3	13,6	3,9	-13,8	244,8
Depreciación:	-32,8	-20,4	-7,9	-7,0	-0,2	-68,3
Contratos de Gestión de Riesgo de commodities no obtenidos	11,5	-	-	-	-	11,5
Bajas por resultados no exitosos de exploración:	-11,9	-0,4	-1,9	-0,4	-	-14,5
Pago basado en acciones	-0,5	-0,3	-0,1	-0,5	-2,3	-3,6
Otros	-1,2	3,0	-0,3	1,0	0,7	3,2
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	198,8	-10,8	3,5	-2,9	-15,6	173,0
Costos financieros, neto						-25,9
Cargos por cambio de divisas, neto						-17,9
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						129,2

^(a) Incluye Perú, Ecuador y Corporativo.

EVOLUCIÓN DE LOS GASTOS DE VENTA Y DESCUENTOS COMERCIALES Y DE TRANSPORTE EN COLOMBIA (SIN AUDITAR)

(USD/bbl)	3T2018	4T2018	1T2019	2T2019	3T2019
Descuentos comerciales y de transporte	14,0	14,6	12,0	11,0	11,1
Gastos de venta	0,1	0,2	1,1	1,8	1,0
	14,1	14,8	13,1	12,8	12,1

RENDIMIENTO EN EL CALCULO DE CAPITAL EMPLEADO (SIN AUDITAR)

El rendimiento del capital empleado se define como ganancia operativa dividida por los activos totales menos el pasivo actual, según consta a continuación:

(En millones de USD)	30 de septiembre de 2019
Ganancia operativa de los últimos 12 meses	262,5
Total activo menos pasivo actual- 30 de septiembre de 2019.	635,1
RENDIMIENTO EN EL CALCULO DE CAPITAL EMPLEADO	41%

IMPLEMENTACION 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 el estándar contable. La NIIF 16 requieren 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 hubieran 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)	3T2019	9M2019
Ganancia (pérdida)		
Costos operativos y de producción:	-1,0	-2,6
Gastos administrativos:	-0,3	-1,5
Gastos geológicos y geofísicos	-0,1	-0,2

INFORMACIÓN DE TELECONFERENCIA

GeoPark tendrá una conferencia telefónica el 7 de noviembre de 2019 a las 10:00 de la mañana (hora del este de Estados Unidos) a fin de tratar los resultados financieros del 3T2019 como así también el programa de trabajo y las pautas de inversión para el año 2020. 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: 9391975

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 obtenidos 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, el efecto de la NIIF 16), 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, 2020 o futura y crecimiento de la producción 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 permiten 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 obtenidos 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 la 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 la 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 la 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 la 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 la 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.geo-park.com/en/press-release/ para más información.