



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK REPORTA LOS RESULTADOS DEL PRIMER TRIMESTRE DEL 2020

PRODUCCIÓN DE BAJO BREAKEVEN Y EFICIENCIA DEL CAPITAL IMPULSAN EL DESEMPEÑO FINANCIERO

PROGRAMAS DE TRABAJO AUTOFINANCIADOS, FLEXIBILIDAD FINANCIERA Y SOLIDEZ EN EL BALANCE

Bogotá, Colombia- 13 de mayo de 2020 - GeoPark Limited ("GeoPark" o la "Compañía") (NYSE: "GPRK"), 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 sus resultados financieros consolidados correspondientes al trimestre finalizado el 31 de marzo de 2020 ("Primer Trimestre" o "1T2020"). A fin de analizar los resultados financieros del 1T2020 se realizará una conferencia telefónica el 14 de mayo de 2020 a las 10 de la mañana (hora de verano 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 en conjunto con los estados contables y las notas de los estados contables de GeoPark para el período finalizado el 31 de marzo de 2020 y 2019, disponibles en el sitio web de la Compañía.

DATOS MÁS SIGNIFICATIVOS DEL PRIMER TRIMESTRE 2020

Impulsando la mejora continua del desempeño

- Récord en la producción consolidada de petróleo y gas de 45.731 boepd tras un crecimiento del 16%.
- Ingresos por USD 133,2 millones.
- EBITDA Ajustado de USD 77,7 millones, o USD 20,1 por boe y ganancias por coberturas en efectivo de USD 5,6 millones.
- Gastos de capital por USD 33,7 millones.
- EBITDA Ajustado sobre gastos de capital con ratio de 2,3x.
- Cargos contables no en efectivo por deterioro del valor de activos en Chile, Perú y Argentina (de USD 97,5 millones) generaron una pérdida neta de USD 89,5 millones.

Ágil respuesta de manejo del riesgo ante desaceleración

- Implementación inmediata de protocolos y acciones para proteger la salud y la seguridad del personal.
- Ahorro superior a USD 280 millones en reducciones continuas de costos e inversiones de capital en toda la plataforma regional.
- Cierre temporal de la producción de 6.500-7.500 boepd para preservar el valor para los accionistas y minimizar la actividad y presencia de contratistas y empleados en los yacimientos.
- Programa de trabajo 2020 reducido en un 75% a USD 45-50 millones, apuntando a una producción promedio de 40.000-42.000 boepd y netbacks operativos de USD 200-220 millones, asumiendo un precio del petróleo Brent de USD 30 por bbl¹.

Instrumentos y márgenes de seguridad

- USD 165,5 millones en efectivo y equivalentes de efectivo.
- Facilidad de prepago de petróleo de USD 75 millones, con USD 50 millones comprometidos.
- Aproximadamente USD 130,7 millones en líneas de crédito no comprometidas.
- Amplia posición de cobertura con 26.000 boepd cubiertos en el 2T2020, 17.500 bopd en el 3T2020 y 11.000 bopd en el 4T2020.

¹ Estimación del precio Brent desde abril a diciembre 2020, asumiendo un diferencial Brent/Vasconia que promedie los USD 5 por bbl.

- Perfil de vencimiento de deuda financiera a largo plazo sin pagos de capital hasta septiembre de 2024.
- S&P y Fitch reafirmaron la calificación crediticia corporativa a largo plazo de GeoPark como B+.

Mejores y más fuertes para el largo plazo

- Exitosa adquisición operacional e integración total de los activos de alto potencial de Amerisur Resources Plc ("Amerisur").
- Identificación y protección de las personas, herramientas y capacidades críticas necesarias para el corto, mediano y largo plazo.
- Agilización y mejora del negocio en todo el portafolio de departamentos y capacidades.
- Listos para expandir el programa de trabajo a precios Brent de USD 35-40 por barril.

James F. Park, CEO de GeoPark, expresó: "Cualquier consideración sobre estos sólidos resultados del primer trimestre, debe empezar por expresar profunda gratitud y admiración a los hombres y las mujeres de GeoPark que trabajan día y noche avanzando en medio de esta desaceleración e impulsando el rendimiento de nuestra Compañía, protegiendo a nuestros accionistas y posicionándonos para el nuevo mundo que emergerá de aquí en adelante. En los seis países en donde actuamos, nuestro equipo respondió con rapidez y agilidad para proteger la salud y la seguridad de empleados, contratistas y comunidades, y garantizar que nuestros hidrocarburos sigan fluyendo al mercado. Gracias a nuestra trayectoria y nuestro modelo de negocio de gestión del riesgo, nuestro equipo atacó en simultáneo cada componente y dimensión de nuestra Compañía para preservar la caja y cortar más de USD 280 millones en gastos de capital y costos operativos y de estructura, a fin de estar preparados para todo el tiempo que dure la pandemia, la parálisis económica global y el desborde del mercado del petróleo. Hemos trabajado con gobiernos y socios de confianza para ajustar programas y asegurar apoyo financiero adicional, si fuera a necesitarse. Como Compañía enfocada en las oportunidades de largo plazo, que opera en la región más atractiva para el sector de hidrocarburos de la actualidad, también estamos miramos al futuro con entusiasmo y aprovechando esta coyuntura para optimizar y mejorar todo nuestro negocio y posicionar más fuertemente a GeoPark hacia el crecimiento económico y el éxito continuado".

DESEMPEÑO OPERATIVO CONSOLIDADO

Indicadores clave de desempeño:

Indicadores Clave	1T2020	4T2019	1T2019
Producción de petróleo ^a (bopd)	40.861	35.456	34.358
Producción de gas (mcfpd)	29.206	37.971	31.194
Producción neta promedio (boepd)	45.731	41.786	39.557
Precio de petróleo Brent (USD por bbl)	50,8	62,4	63,7
Precio obtenido combinado (USD por boe)	34,4	43,6	44,6
- Petróleo (USD por bbl)	37,0	48,7	48,7
- Gas (USD por mcf)	3,9	4,2	5,0
Venta de Petróleo crudo (en millones de USD)	123,8	144,4	137,6
Venta de gas (en millones de USD)	9,4	13,7	12,5
Ingresos (en millones de USD)	133,2	158,1	150,1
Contratos de gestión de riesgo de commodities (en millones de USD)	32,0	-6,5	-21,3
Costos operativos y de producción ^b (en millones de USD)	-41,1	-42,3	-38,9
G&G, G&A ^c y gastos de venta (en millones de USD)	-19,1	-29,9	-19,6
EBITDA Ajustado (en millones de USD)	77,7	85,7	92,3
EBITDA Ajustado (USD por boe)	20,1	23,6	27,4
Netback operativo (USD por boe)	24,1	31,0	32,3
Ganancia neta (pérdida) (en millones de USD)	-89,5	-0,2	19,7
Gastos de capital (en millones de USD)	33,7	38,1	37,3
Adquisición de Amerisur ^d (en millones de USD)	272,3	-	-

Efectivo y equivalentes de efectivo (en millones de USD)	165,5	111,2	146,6
Deuda financiera a corto plazo (en millones de USD)	12,3	17,3	11,4
Deuda financiera a largo plazo (en millones de USD)	763,1	420,1	429,2
Deuda neta (en millones de USD)	609,9	326,2	294,0

a) Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 1.807, 1.587 y 1.295 bopd del 1T2020, 4T2019 y 1T2019, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Chile, Brasil ni Argentina.

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

c) Los gastos de G&C y G&A incluyen pagos basados en acciones no monetarios por USD 1,9 millones, USD 1,3 millones y USD 1,0 millones, respectivamente. Estos gastos se excluyen del cálculo del EBITDA Ajustado.

d) La adquisición de Amerisur se presenta neta de caja.

PROGRAMA DE TRABAJO 2020 REVISADO Y SENSIBILIDAD AL PRECIO DEL PETRÓLEO

Como parte de las reducciones continuas de costos e inversiones de capital que superan los USD 280 millones hasta la fecha, GeoPark está ajustando su programa de trabajo y plan de inversión 2020 a USD 45-50 millones, con completa flexibilidad para expandir su programa de inversión de capital cuando los precios del petróleo se recuperen.

Las pautas revisadas de GeoPark del 2020 reflejan cierres temporarios de la producción y mejoras aún más importantes en las principales eficiencias de costo de la Compañía con un ratio de netback operativo sobre gastos de capital de 3,5+ veces incluso con un Brent a USD 25-30 por bbl.

La Compañía tiene la capacidad de cerrar y rápidamente recuperar los niveles de producción previos al cierre con costos mínimos y sin impacto negativo sobre las condiciones del reservorio.

La siguiente tabla muestra los detalles de las pautas revisadas de GeoPark del 2020 comparadas con las pautas de revisión del 19 de marzo de 2020.

Precio del petróleo crudo Brent ²	Revisión 13 mayo de 2020		Revisión 19 marzo de 2020	
	USD 25 por bbl	USD 30 por bbl	USD 25 por bbl	USD 30 por bbl
Producción promedio 2020 (boepd)	39.000-41.000	40.000-42.000	43.000-44.000	43.000-44.000
Netback operativo 2020 ³	USD 160-180 millones	USD 200-220 millones	USD 150-170 millones	USD 200-220 millones
Gastos de capital 2020	USD 45-50 millones	USD 45-50 millones	USD 70-80 millones	USD 70-80 millones
Índice de netback operativo sobre gastos de capital ⁴	3,6 veces	4,4 veces	2,1 veces	2,8 veces

Se espera que los volúmenes de producción para el 2020 promedien los 39.000-42.000 boepd a USD 25-30 por bbl, dependiendo de los diferentes momentos en que se estima reiniciar la producción cerrada temporalmente.

GeoPark también está tomando pasos decisivos para cortar sus gastos de G&A y G&G en 2020, que se espera disminuyan entre 35-40% con relación al presupuesto original en aproximadamente USD 50 millones, incluyendo iniciativas de reducción de costos en toda la compañía y reducciones voluntarias de salarios y bonos por parte del equipo ejecutivo, miembros de la Junta Directiva y empleados (reducciones de 20-50%). Otras iniciativas para preservar el efectivo incluyen la suspensión temporal de los dividendos trimestrales en efectivo y la recompra de acciones.

² Asumiendo los precios del petróleo Brent actuales por el 1T2020 y precios del petróleo Brent especificados desde abril a diciembre 2020.

³ Asumiendo un diferencial Brent/ Vasconia promediando USD 5 por bbl en 2020.

⁴ Índice calculado utilizando el punto medio del netback operativo y los gastos de capital.

Producción: La producción total de petróleo y gas creció un 16% a 45.731 boepd en el 1T2020 comparado con 39.557 boepd en el 1T2019, debido al aumento de la producción en Colombia incluyendo 5.812 bopd de la reciente adquisición de Amerisur. En menor medida, el aumento de la producción se debió también a una mayor producción en Chile y Argentina, parcialmente compensado por una menor producción en Brasil. El petróleo representó un 89% de la producción total reportada, en comparación al 87% en el 1T2019.

Para más detalles, remitirse a los Resultados Operacionales del 1T2020 publicados el 20 de abril de 2020.

Precios obtenidos y de referencia del petróleo: los precios del petróleo Brent promediaron los USD 50,8 por bbl en el 1T2020, USD 12,9 por bbl menos que los niveles del 1T2019 mientras que el precio de venta obtenido del petróleo de GeoPark promedió los USD 37,0 por bbl en el 1T2020, USD 11,7 por bbl menos que los USD 48,7 por bbl en el 1T2019, reflejando menores descuentos comerciales y de transporte en Colombia, parcialmente compensado por un mayor marcador diferencial Vasconia.

En Colombia, los descuentos comerciales y de transporte mejoraron por USD 2,7 por bbl y promediaron USD 9,3 por bbl en el 1T2020, comparado con USD 12,0 por bbl en el 1T2019, resultado de mayores mejoras logradas en la producción del bloque Llanos 34 y la incorporación de los bloques Platanillo (operado por GeoPark con una participación del 100%) y CPO-5 como parte de la adquisición de Amerisur, con menores descuentos comerciales y de transporte. El descuento del marcador Vasconia promedió los USD 5,2 por bbl en el 1T2020, comparado con USD 3,5 por bbl en el 1T2019.

La tabla a continuación presenta un desglose de los precios netos obtenidos y de referencia de petróleo en Colombia, Chile y Argentina durante el 1T2020 y 1T2019:

1T2020- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina
Precio de petróleo Brent	50,8	50,8	50,8
Diferencial Vasconia	5,2		
Descuentos comerciales y de transporte	9,4	(2,0)	
Otros	-		0,8
Precio obtenido de petróleo	36,2	48,8	51,6
Peso en mix de venta de petróleo	94%	1%	4%

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

Ingresos: los ingresos consolidados disminuyeron un 11% a USD 133,2 millones en el 1T2020 comparado con USD 150,1 millones del 1T2019 reflejando precios de petróleo más bajos, parcialmente compensado por mayores ventas.

Ventas de petróleo crudo: los ingresos consolidados por petróleo disminuyeron un 10% a USD 123,8 millones en el 1T2020, impulsados principalmente por una disminución del 24% en los precios obtenidos de petróleo, parcialmente compensado por un 17% de mayores ventas. Los ingresos por petróleo representaron el 93% de los ingresos totales en comparación con el 92% del 1T2019.

- Colombia: en el 1T2020, los ingresos por petróleo disminuyeron un 10% a USD 113,5 millones debido a menores precios de petróleo, parcialmente compensado por mayores ventas de petróleo. Los precios

obtenidos disminuyeron un 25% a USD 36,2 por menores precios de petróleo Brent y mayor diferencial Vasconia, parcialmente compensado por menores descuentos comerciales y de transporte. Las ventas de petróleo aumentaron un 18% a 35.888 bopd, reflejando la reciente adquisición de Amerisur y continuo desarrollo del bloque Llanos 34. Los pagos earn-out de Colombia disminuyeron a USD 4,6 millones en el 1T2020, comparado con USD 6,1 millones en el 1T2019, en línea con menores ingresos de petróleo en el bloque Llanos 34.

- Chile: en el 1T2020, los ingresos por petróleo descendieron un 36% a USD 2,1 millones debido a menores volúmenes vendidos y menores precios de petróleo. Las ventas de petróleo disminuyeron un 29% a 474 bopd debido al deterioro natural de los yacimientos mientras que los precios obtenidos de petróleo disminuyeron un 11% a USD 48,8 por bbl, en línea con menores precios del petróleo Brent, parcialmente compensado por menores descuentos.
- Argentina: en el 1T2020, los ingresos por petróleo disminuyeron un 2% a USD 7,8 millones debido a menores precios de petróleo parcialmente compensado por mayores ventas de petróleo. Los precios de petróleo obtenidos disminuyeron solo un 6% a USD 51,6 por bbl debido a controles locales de precios de petróleo, mientras que las ventas de petróleo aumentaron un 2% a 1.653 bopd debido a las actividades de optimización destinadas a maximizar los niveles de producción base.

Ventas de gas: los ingresos consolidados por gas disminuyeron un 25% a USD 9,4 millones en el 1T2020 comparado con USD 12,5 millones en el 1T2019. La caída de ingresos por gas se debió a una disminución del 22% en los precios del gas y una disminución del 3% en las ventas de gas. Los ingresos por gas representaron el 7% de los ingresos totales en comparación con el 8% del 1T2019.

- Chile: en el 1T2020, los ingresos por gas disminuyeron un 10% a USD 4,9 millones reflejando menores precios de gas, parcialmente compensado por mayores ventas de gas. Los precios del gas descendieron un 23%, o USD 3,7 por mcf (USD 22,3 por boe) en el 1T2020 debido a precios más bajos del metanol. El desarrollo exitoso del yacimiento de gas Jauke y el reciente descubrimiento del yacimiento de gas Jauke Oeste aumentaron las ventas de gas en un 15% a 14.445 mcfpd (2.408 boepd).
- Brasil: en el 1T2020, los ingresos por gas descendieron un 47% a USD 2,8 millones debido a menores ventas y menores precios de gas. Las ventas de gas cayeron un 39% en el yacimiento de gas Manatí (no operado por GeoPark con una participación del 10%) a 6.425 mcfpd (1.071 boepd) debido a la menor demanda de gas en Brasil. Los precios del gas disminuyeron un 14% a USD 4,7 por mcf (USD 28,4 por boe), debido al impacto de la devaluación de la moneda local, parcialmente compensado por el ajuste anual por inflación de aproximadamente 7%, en vigencia desde enero de 2020.

El gas natural producido en el yacimiento de gas Manatí se vende a Petrobras bajo un contrato de largo plazo que contempla niveles de pago mensuales o anuales mínimos. Petrobras notificó recientemente a sus socios del consorcio Manatí que la pandemia COVID-19 puede ser considerada un evento de fuerza mayor que podría reducir temporalmente su compromiso de pago. GeoPark considera que la pandemia COVID-19 no constituye un evento de fuerza mayor según el contrato y actualmente está evaluando los próximos pasos a fin de evitar los efectos de dicha notificación.

- Argentina: en el 1T2020, los ingresos por gas disminuyeron un 17% a USD 1,1 millones como resultado de menores precios de gas, parcialmente compensado por mayores ventas. Los precios de gas disminuyeron un 31% a USD 2,8 por mcf (USD 16,5 por boe) debido a las condiciones locales del mercado mientras que las ventas aumentaron un 20% a 4.551 mcfpd (758 boed) debido a las actividades de optimización destinadas a maximizar los niveles de producción base y el desarrollo exitoso del yacimiento de gas Challaco Bajo.

Contratos de gestión de riesgo de commodities: los contratos consolidados de gestión de riesgos de commodities tuvieron una ganancia de USD 32,0 millones en el 1T2020 comparado con una pérdida de USD 21,3 millones en el 1T2019.

Los contratos de gestión de riesgos de commodities tienen dos componentes diferentes: una parte obtenida y otra no obtenida.

La parte obtenida de los contratos de gestión de riesgos de commodities registró una ganancia en efectivo de USD 5,6 millones en el 1T2020 comparado con una ganancia de USD 1,8 millones en el 1T2019. Las ganancias obtenidas en el 1T2020 fueron el resultado de las coberturas vigentes cubriendo 18.000 bopd con márgenes de opción de venta de USD 55-45 por bbl que fueron mayores que los precios de petróleo prevalecientes durante marzo 2020.

La parte no obtenida de los contratos de gestión de riesgos de commodities tuvo una ganancia de USD 26,4 millones en el 1T2020 comparado con una pérdida de USD 23,1 millones en el 1T2019. Las ganancias no obtenidas durante el 1T2020 fueron el resultado de una disminución en la curva del precio Brent comparado con diciembre 2019.

GeoPark añadió recientemente nuevas coberturas de petróleo por 15.000 bopd en el 2T2020 y 6.500 bopd en el 3T2020 aumentando aún más su protección de riesgo del precio bajo durante los próximos seis meses. Tras añadir estas nuevas coberturas, la Compañía cuenta con 26.000 bopd, 17.500 bopd y 11.000 bopd de su producción de petróleo cubierta en el 2T2020, 3T2020 y 4T2020, respectivamente. Remitirse a la sección "Contratos de gestión de riesgo de commodities relativos al petróleo" más adelante para una descripción de las coberturas vigentes a la fecha de esta publicación.

Costos operativos y de producción: los costos operativos y de producción consolidados aumentaron un 6% a USD 41,1 millones como resultado del 15% de aumento en las ventas totales de petróleo y gas, parcialmente compensado por menores costos operativos y de producción por boe.

La siguiente tabla muestra un desglose de los costos operativos y de producción en el 1T2020 y 1T2019:

(En millones de USD)	1T2020	1T2019
Costos operativos	28,3	25,3
Regalías	12,7	13,3
Pago basado en acciones	0,1	0,3
Costos operativos y de producción:	41,1	38,9

Los costos operativos consolidados aumentaron por USD 3,0 millones a USD 28,3 millones en el 1T2020 comparado con USD 25,3 millones en el 1T2019, debido principalmente a un incremento del 15% en las ventas de petróleo y gas.

Los costos operativos consolidados por boe ascendieron a USD 7,9 en el 1T2020, casi sin cambios con respecto a los USD 7,8 por boe en el 1T2019.

A continuación, se muestra el desglose de los costos operativos:

- Colombia: los costos operativos por boe aumentaron a USD 6,1 en el 1T2020 comparado con USD 5,5 en el 1T2019. Los costos operativos totales aumentaron un 22% a USD 18,3 millones, en línea con un aumento del 19% en los volúmenes de ventas y, en menor medida, a la incorporación del bloque Platanillo como parte de la adquisición de Amerisur, que tiene costos más altos por boe que el bloque Llanos 34.
- Chile: los costos operativos por boe disminuyeron a USD 12,7 en el 1T2020 comparado con USD 18,1 en el 1T2019 debido a menores actividades de intervención en pozo. Los costos operativos totales disminuyeron un 27% a USD 3,3 millones en el 1T2020 comparado con USD 4,5 millones en el 1T2019, a pesar del incremento del 5% en las ventas de petróleo y gas.
- Brasil: los costos operativos por boe aumentaron a USD 13,5 en el 1T2020 comparado con los USD 9,6 en el 1T2019, debido principalmente al impacto de los costos fijos sobre una menor producción y ventas en el yacimiento de gas Manatí, que disminuyó un 39%. Los costos operativos totales disminuyeron un 9% a USD 0,9 millones en el 1T2020 de USD 1,0 millones en el 1T2019.
- Argentina: los costos operativos por boe aumentaron a USD 26,7 en el 1T2020 comparado con USD 24,3 en el 1T2019. Los costos operativos totales aumentaron a USD 5,7 millones en el 1T2020 de USD 4,8 millones en el 1T2019. Los costos del 1T2020 permanecieron relativamente sin cambio en comparación con los USD 26,0 por boe en el 4T2019.

Las regalías consolidadas cayeron por USD 0,6 millones a USD 12,7 millones en el 1T2020 comparado con los USD 13,3 millones del 1T2019, como resultado de precios de petróleo más bajos, parcialmente compensado por mayores ventas.

Gastos de venta: los gastos de venta consolidados disminuyeron en USD 1,5 millones a USD 2,0 millones en el 1T2020 (de los cuales USD 1,6 millones o USD 0,5 por bbl corresponden a Colombia), comparado con USD 3,5 millones en el 1T2019.

Gastos administrativos: los gastos consolidados de G&A por boe disminuyeron un 15% a USD 2,8⁵ en el 1T2020 comparado con USD 3,3 en el 1T2019. Los gastos consolidados totales de G&A aumentaron a USD 12,7 millones en el 1T2020 comparado con los USD 11,7 millones en el 1T2019.

Gastos geológicos & geofísicos: los costos consolidados de G&G por boe disminuyeron un 26% a USD 1,2 en el 1T2020 comparado con USD 1,6 en el 1T2019. Los gastos consolidados totales de G&G aumentaron a USD 4,5 millones en el 1T2020 comparado con los USD 4,3 millones en el 1T2019.

EBITDA Ajustado: el EBITDA Ajustado consolidado⁶ disminuyó un 16% a USD 77,7 millones, o USD 20,1 por boe, en el 1T2020 comparado con USD 92,3 millones, o USD 27,4 por boe, in el 1T2019.

- Colombia: EBITDA Ajustado de USD 76,3 millones en el 1T2020.
- Chile: EBITDA Ajustado de USD 2,9 millones en el 1T2020.
- Brasil: EBITDA Ajustado de USD 0,8 millones en el 1T2020.
- Argentina: EBITDA Ajustado de USD 2,1 millones en el 1T2020.
- Corporativo y Perú: EBITDA Ajustado de - USD 4,5 (negativo) millones en el 1T2020.

La siguiente tabla muestra la producción, volúmenes vendidos y el desglose de los componentes más significativos del EBITDA Ajustado para el 1T2020 y el 1T2019, sobre una base por país y por barril:

EBITDA Ajustado/boe	Colombia		Chile		Brasil		Argentina		Total	
	1T20	1T19	1T20	1T19	1T20	1T19	1T20	1T19	1T20	1T19
Producción (boepd)	38.723	32.131	3.121	2.961	1.290	1.960	2.597	2.505	45.731	39.557
Existencias, RIK ^a & Otros	(2.655)	(1.501)	(240)	(195)	(102)	(167)	(186)	(254)	(3.182)	(2.118)
Volumen de ventas (boepd)	36.068	30.630	2.881	2.766	1.188	1.793	2.411	2.251	42.549	37.439
% Petróleo	99,5%	99,6%	16%	24%	10%	2%	69%	72%	90%	88%
(USD por boe)										
Precio obtenido de petróleo	36,2	48,2	48,8	54,9	45,7	70,4	51,6	54,7	37,0	48,7
Precio obtenido de gas ^b	36,7	36,7	22,3	28,9	28,4	33,2	16,5	24,1	23,4	30,1
Earn-out	(1,4)	(2,2)	-	-	-	-	-	-	(1,3)	(1,8)
Precio combinado	34,8	45,9	26,7	35,2	30,1	33,8	40,6	46,1	34,4	44,6
Contratos de gestión de riesgo de commodities obtenidos	1,7	0,7	-	-	-	-	-	-	1,4	0,5
Costos operativos	(6,1)	(5,5)	(12,7)	(18,1)	(13,5)	(9,6)	(26,7)	(24,3)	(7,9)	(7,8)
Regalías en efectivo	(3,3)	(4,0)	(1,0)	(1,3)	(3,0)	(2,5)	(5,5)	(6,9)	(3,3)	(3,9)
Gastos de venta y otros	(0,5)	(1,1)	(0,3)	(0,4)	-	-	(1,2)	(2,1)	(0,5)	(1,0)
Netback operativo/boe	26,5	35,9	12,8	15,3	13,6	21,7	7,2	12,8	24,1	32,3
G&A, G&G & otros									(4,1)	(4,9)
EBITDA Ajustado/boe									20,1	27,4

a) RIK (Regalías en especie). Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 1.807 y 1.295 bopd del 1T2020 y el 1T2019, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Chile, Brasil ni Argentina.

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

Depreciación: los gastos consolidados por depreciación aumentaron un 54% a USD 39,3 millones en el 1T2020, comparado con los USD 25,5 millones en el 1T2019, debido a mayores volúmenes de venta en un 15% y a la adquisición de Amerisur, que tiene costos de depreciación más altos por boe.

⁵ La información por boe excluye el efecto de los pagos basados en acciones no monetarios por USD 1,8 millones en el 1T2020 y USD 0,8 millones en el 1T2019.

⁶ Ver "Conciliación del EBITDA Ajustado a ganancia (pérdida) antes del impuesto a las ganancias y EBITDA Ajustado por boe" incluida en este comunicado de prensa.

Bajas por resultados no exitosos de exploración: la baja consolidada por resultados no exitosos de exploración fue de USD 3,2 millones en el 1T2020, comparado con USD 0,3 millones en el 1T2019. Los montos registrados en el 1T2020 se refieren a costos de exploración no exitosos en Chile en el prospecto de exploración Huillin en el bloque Isla Norte (operado por GeoPark con una participación del 60%).

Deterioro de activos no financieros: los cargos contables no en efectivo de activos no financieros aumentaron a USD 97,5 millones en el 1T2020 (USD 50,3 millones registrados en Chile, USD 31,0 millones en Perú y USD 16,2 millones en Argentina), representando costos incurridos en años previos y como resultado de la significativa disminución de los precios actuales y pronosticados del petróleo a causa de la pandemia COVID-19 y sus efectos en los precios globales de energía. Una pérdida contable no en efectivo se contabiliza como el monto por el cual el valor contable de un activo excede su valor recuperable. Revisiones a los precios del petróleo pronosticados pueden generar una reversión en los cargos por deterioro que se habían registrado previamente.

Otros ingresos (gastos): otros gastos operativos fueron de USD 0,2 millones en el 1T2020, comparado con una ganancia de USD 1,3 millones en el 1T2019.

RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y GANANCIAS DEL PERÍODO

Gastos financieros: los gastos financieros netos aumentaron a USD 13,3 millones en el 1T2020, en comparación con USD 8,8 millones en el 1T2019 debido a mayores gastos de interés relativos a la emisión del bono por USD 350 millones con vencimiento en 2027 ("Bono 2027").

Cambio de divisas: los gastos netos por cambio de divisas agregaron una pérdida de USD 10,8 millones en el 1T2020 comparado con una ganancia de USD 1,0 millones en el 1T2019. Las pérdidas netas en el 1T2020 reflejaron principalmente las pérdidas no obtenidas en contratos de gestión de riesgo de divisas para mitigar el impacto de las fluctuaciones de la divisa local en Colombia.

Impuesto a las ganancias: los gastos por impuesto a las ganancias fueron de USD 30,3 millones en el 1T2020, en comparación con USD 18,5 millones en el 1T2019, en línea con ganancias imponibles más altas en el 1T2020 y el efecto de la devaluación de las monedas locales sobre impuestos a las ganancias diferidos.

Resultado: una pérdida de USD 89,5 millones en el 1T2020, en comparación con una ganancia de USD 19,7 millones en el 1T2019, debido principalmente al efecto de cargos contables no en efectivo, mayores gastos financieros, pérdidas por cambio de divisas e impuesto a las ganancias.

BALANCE:

Efectivo y equivalentes de efectivo: el efectivo y los equivalentes de efectivo totalizaron USD 165,5 millones al 31 de marzo de 2020 comparado con USD 111,2 millones al 31 de diciembre de 2019. El efectivo generado por actividades operativas fue de USD 38,0 millones y el efectivo generado por actividades de financiación fue de USD 323,2 millones, compensado parcialmente por efectivo utilizado en actividades de inversión de USD 306,0 millones.

El efectivo generado por actividades operativas de USD 38,0 millones en el 1T2020 incluyó pagos de impuestos a las ganancias por USD 17,0 millones.

Por el resto del 2020, la Compañía prevé pagar USD 40-45 millones relativos a las obligaciones impositivas para el año fiscal 2019 y USD 8-10 millones de prepagos impositivos del corriente año fiscal, que compensará impuestos en efectivo pagaderos en 2021.

El efectivo generado de las actividades de financiación fue de USD 323,2 millones incluyendo ganancias netas de la emisión del Bono 2027 por USD 342,5 millones, compensado parcialmente por pagos de intereses por USD 13,8 millones, pagos de alquiler o USD 2,8 millones y pagos de recompra de acciones por USD 2,7 millones.

El efectivo utilizado en actividades de inversión de USD 306,0 millones incluye la adquisición de Amerisur por USD 272,3 millones (netos de efectivo recibido), y gastos orgánicos de capital por USD 33,7 millones.

Deuda financiera: la deuda financiera total, neta de costos de emisión, fue de USD 775,3 millones, incluyendo el Bono 2024, el recientemente emitido Bono 2027 y otros préstamos bancarios de corto plazo totalizando USD 7,6 millones. Al 31 de marzo de 2020, la deuda financiera a corto plazo era de USD 12,3 millones.

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 12 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 31 de marzo de 2020, disponible en la página web de la Compañía.

INDICADORES FINANCIEROS^a

(En millones de USD)

Al finalizar el período	Deuda financiera	Efectivo y equivalentes de efectivo	Deuda Neta	Deuda Neta/ EBITDA Ajustado LTM	Cobertura Interés LTM
1T2019	440,6	146,6	294,0	0,8x	12,2x
2T2019	442,6	68,9	373,7	1,0x	12,9x
3T2019	435,0	81,6	353,4	1,0x	12,1x
4T2019	437,4	111,2	326,2	0,9x	12,1x
1T2020	775,3	165,5	609,9	1,7x	11,6x

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

Cláusulas sobre Bono 2024: el Bono 2024 prevé compromisos que requieren que la deuda neta al índice de EBITDA Ajustado sea menor a 3,25 veces y el EBITDA Ajustado al índice de interés debería ser 2 veces mayor hasta septiembre 2021. La Compañía se encuentra en cumplimiento de todas las cláusulas.

Emisión del Bono 2027: en enero de 2020, la Compañía emitió un Bono por USD 350 millones al 5,5% con vencimiento en 2027 ("Bono 2027") de acuerdo con la Regla 144A de la Ley de Valores de Estados Unidos, y fuera de los Estados Unidos a personas que no sean estadounidenses de acuerdo con la Regulación S de la Ley de Valores de ese mismo país. Los fondos fueron utilizados para la adquisición de Amerisur y para gastos corporativos generales. El contrato que regula el Bono 2027 prevé compromisos que estipulan, entre otras cosas, que la deuda neta al índice de EBITDA Ajustado no debería ser 3,25 veces mayor y el EBITDA Ajustado al índice de interés debería ser 2,5 veces mayor. A la fecha de este comunicado, la Compañía se encuentra en total cumplimiento de ambas cláusulas.

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 12 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 31 de marzo de 2020, disponible en la página web de la Compañía.

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 del contrato (USD por bbl)		
			Purchased Put o Precio Fijo	Sold Put	Sold Call
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
	Zero cost 3-way	4.000	55,0	45,0	69,0-70,0
	Zero cost 3-way	1.000	55,0	45,0	71,95
	Zero cost collar	2.500	34,0	N/D	36,1-36,55
	Zero cost collar	2.500	33,0	N/D	35,1
	Zero cost collar	2.500	30,0	N/D	32,15
	Precio fijo	3.500	31,8	N/D	N/D
	Precio fijo	2.000	31,1	N/D	N/D
	Precio fijo	2.000	32,0	N/D	N/D

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
	Zero cost 3-way	4.000	55,0	45,0	69,0-70,0
	Zero cost 3-way	1.000	55,0	45,0	71,95
	Zero cost collar	2.500	30,0	N/D	32,15
	Zero cost collar	2.000	30,0	N/D	34,60
	Precio fijo	2.000	32,0	N/D	N/D
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
	Zero cost 3-way	4.000	55,0	45,0	69,0-70,0
	Zero cost 3-way	1.000	55,0	45,0	71,95

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 4 de los estados financieros consolidados de GeoPark para el período finalizado el martes, 31 de marzo de 2020, disponible en la página web de la Compañía.

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

Colombia	1T2020	1T2019
Venta de Petróleo crudo (en millones de USD)	113,5	126,2
Venta de gas (en millones de USD)	0,6	0,4
Ingresos (en millones de USD)	114,1	126,6
Costos operativos y de producción ^a (en millones de USD)	-29,3	-26,3
EBITDA Ajustado (en millones de USD)	76,3	89,0
Inversiones en bienes de capital ^b (en millones de USD)	21,7	21,3
Chile	1T2020	1T2019
Venta de Petróleo crudo (en millones de USD)	2,1	3,3
Venta de gas (en millones de USD)	4,9	5,5
Ingresos (en millones de USD)	7,0	8,8
Costos operativos y de producción ^a (en millones de USD)	-3,6	-4,9
EBITDA Ajustado (en millones de USD)	2,9	2,9
Inversiones en bienes de capital ^b (en millones de USD)	10,6	3,8
Brasil	1T2020	1T2019
Venta de Petróleo crudo (en millones de USD)	0,5	0,2
Venta de gas (en millones de USD)	2,8	5,3
Ingresos (en millones de USD)	3,3	5,5
Costos operativos y de producción ^a (en millones de USD)	-1,3	-1,5
EBITDA Ajustado (en millones de USD)	0,8	2,8
Inversiones en bienes de capital ^b (en millones de USD)	0,2	1,2
Argentina	1T2020	1T2019
Venta de Petróleo crudo (en millones de USD)	7,8	7,9
Venta de gas (en millones de USD)	1,1	1,4
Ingresos (en millones de USD)	8,9	9,3
Costos operativos y de producción ^a (en millones de USD)	-7,0	-6,3
EBITDA Ajustado (en millones de USD)	2,1	2,6
Inversiones en bienes de capital ^b (en millones de USD)	0,7	3,8

- 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 clave de rendimiento.

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

(En millones de USD)

	1T2020	1T2019
INGRESOS		
Venta de petróleo crudo:	123,8	137,6
Venta de gas:	9,4	12,5
INGRESO TOTAL	133,2	150,1
Contratos de gestión de riesgo de commodities	32,0	-21,3
Costos operativos y de producción:	-41,1	-38,9
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	-4,5	-4,3
Gastos generales y administrativos (G&A)	-12,7	-11,7
Gastos de venta:	-2,0	-3,5
Depreciación	-39,3	-25,5
Bajas por resultados no exitosos de exploración:	-3,2	-0,3
Deterioro para activos no financieros	-97,5	-
Otros operativos	-0,2	1,3
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	-35,1	46,0
Costos financieros, neto	-13,3	-8,8
Pérdida por Cambio de Divisas	-10,8	1,0
RESULTADOS (PERDIDA) ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	-59,3	38,1
Impuesto a las ganancias:	-30,3	-18,5
RESULTADOS (PERDIDA) PARA EL PERIODO	-89,5	19,7
Participación-no controlada minoritaria	-	-
ATRIBUIBLE A PROPIETARIOS DE GEOPARK	-89,5	19,7

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

(En millones de USD)	Mar '20	Dic '19
Activo no corriente		
Propiedad, planta y equipos	742,1	567,8
Otros activos no corrientes	76,7	58,4
Total activo no corriente	818,8	626,2
Activo corriente		
Existencias	12,6	11,4
Créditos comerciales	32,7	44,2
Otros activos corrientes	98,4	59,2
Efectivo en bancos y en caja	165,5	111,2
Total activo corriente	309,3	225,9
Total activo	1.128,1	852,1
Patrimonio neto		
Atribuible a propietarios de GeoPark	27,0	132,9
Total patrimonio neto	27,0	132,9
Pasivo no corriente		
Préstamos	763,1	420,1
Otros pasivos no corrientes	117,7	84,2
Total pasivo no corriente	880,7	504,3
Pasivo corriente		
Préstamos	12,3	17,3
Otros pasivos corrientes	208,1	197,6
Total pasivo corriente	220,4	214,9
Total pasivo	1.101,1	719,2
Total pasivo y patrimonio	1.128,1	852,1

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

(En millones de USD)	1T2020	1T2019
Flujo de efectivo generado por las actividades operativas	38,0	81,3
Flujo de efectivo (utilizado) en las actividades de inversión	-306,0	-37,3
Flujo de efectivo (utilizado) en las actividades de financiación	323,2	-25,3

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

1T2020 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	76,3	2,9	0,8	2,1	-4,5	77,7
Depreciación	-24,1	-8,8	-1,0	-5,3	-0,2	-39,3
Contratos de gestión de riesgo de commodities no obtenidos	26,4	-	-	-	-	26,4
Bajas por resultados no exitosos de exploración y deterioro	-	-53,5	-	-16,2	-30,8	-100,7
Pago basado en acciones	-0,1	-	-	-	-1,8	-1,9
Contabilización de contratos de arrendamiento- NIIF 16	1,8	-	0,6	0,3	0,1	2,8
Otros	0,1	-0,1	-	-	-0,1	-0,2
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	80,5	-59,4	0,4	-19,2	-37,1	-35,1
Costos financieros, neto						-13,3
Cargos por cambio de divisas, neto						-10,8
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						-59,3

1T2019 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	89,0	2,9	2,8	2,6	-5,1	92,3
Depreciación	-11,4	-8,3	-1,7	-3,8	-0,2	-25,5
Contratos de gestión de riesgo de commodities no obtenidos	-23,1	-	-	-	-	-23,1
Bajas por resultados no exitosos de exploración y deterioro	-0,2	-	-	-0,1	-	-0,3
Pago basado en acciones	-0,3	-0,1	-0,03	-0,3	-0,5	-1,3
Otros	0,7	0,2	1,5	0,8	0,6	3,8
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	54,7	-5,3	2,5	-0,7	-5,1	46,0
Costos financieros, neto						-8,8
Cargos por cambio de divisas, neto						1,0
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						38,1

(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	4T2019	1T2020
Descuentos comerciales y de transporte	14,0	14,6	12,0	11,0	11,1	10,6	9,4
Gastos de venta	0,1	0,2	1,1	1,8	0,9	0,9	0,5
	14,1	14,8	13,1	12,8	12,0	11,5	9,9

ASAMBLEA GENERAL ANUAL

La Asamblea General de Accionistas de GeoPark 2020 se llevó a cabo el 7 de mayo de 2020, en la cual (i) todos los candidatos fueron elegidos como miembros del Directorio; (ii) Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L. (Miembro de Ernst & Young Global) fue elegido como auditor independiente de la Compañía; (iii) el Comité de Auditoría fue autorizado a fijar la remuneración del auditor; y (iv) el Informe Anual y los Estados Financieros consolidados auditados para el año fiscal finalizado el 31 de diciembre de 2019 fueron informados y presentados.

INFORMACIÓN DE TELECONFERENCIA

El equipo directivo de GeoPark tendrá una conferencia telefónica el 14 de mayo de 2020 a las 10 de la mañana (hora de verano del Este) a fin de tratar los resultados financieros del 1T2020. 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: 7777836

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:

Departamento de Comunicaciones communications@geo-park.com

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 la NIIF 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 descubrimiento 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 más 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 la adquisición de Amerisur, cualquier disputa potencial con Petrobras, la pandemia por COVID-19, iniciativas de reducción de costos, la producción esperada o futura, crecimiento de la producción y rendimiento operativo y financiero, netback operativo por boe y el plan de inversiones en bienes de capital. Las declaraciones prospectivas se basan en las creencias y suposiciones de la gerencia 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 [Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados/ 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 su desempeño operativo y comparar los resultados de sus operaciones de período a período sin tener en cuenta sus métodos de financiamiento o estructura de capital. El cálculo del EBITDA Ajustado, el flujo de caja 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 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.

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 del desempeño operativo o liquidez de la Compañía. 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. For a reconciliation of Operating Netback per boe to the IFRS financial measure of profit for the year or corresponding period, see the accompanying financial tables.

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