



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK REPORTA LOS RESULTADOS DEL TERCER TRIMESTRE DEL 2020

PRODUCCIÓN DE BAJO BREAKEVEN IMPULSA PODEROSA GENERACIÓN DE FLUJO DE EFECTIVO, DIVIDENDO EN EFECTIVO EXTRAORDINARIO TRIMESTRAL Y PROGRAMA DE RECOMPRA DE ACCIONES

REANUDACIÓN DEL PROGRAMA DE TRABAJO E INICIO DE LA PERFORACIÓN EN EL BLOQUE CPO-5

Bogotá, Colombia- 4 de noviembre 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 30 de septiembre de 2020 ("Tercer Trimestre" o "3T2020"). Para analizar los resultados financieros del 3T2020 y el programa de trabajo y las pautas de inversión para el 2021 se realizará una conferencia telefónica el 5 de noviembre de 2020 a las 10 de la mañana hora del Este.

Todas las cifras se encuentran expresadas en dólares estadounidenses y las comparaciones de crecimiento se refieren al mismo período del año anterior, excepto cuando se especifique lo contrario. Las definiciones y terminología utilizadas aquí se incluyen en el Glosario al final del documento. El presente comunicado no contiene toda la información financiera de la Compañía y debería leerse en conjunto con los estados contables y las notas de los estados contables de GeoPark para el período finalizado el 30 de septiembre de 2020 y 2019, disponibles en el sitio web de la Compañía.

DATOS MÁS SIGNIFICATIVOS DEL TERCER TRIMESTRE 2020

Expansión de la producción y reinicio del programa de trabajo

- Producción consolidada de petróleo y gas de 38.845 boepd en el 3T2020, un 5% más que el 2T2020.
- Se reinició la perforación con tres pozos puestos en producción en el bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%).
- Se reabrió la producción temporalmente cerrada, con producción de 40.000 boepd hacia fines del 3T2020.
- Se está perforando actualmente el pozo de avanzada Índico 2 en el bloque CPO-5 (no operado por GeoPark con una participación del 30%).

Implementación de plan decisivo de reducción de inversión y costos

- La reducción en costos e inversión totalizó más de USD 290 millones en toda la plataforma regional.
- Mejora de la rentabilidad de GeoPark mediante iniciativas continuas de reducción de costos en todos los niveles.
- Se redujeron los costos operativos y de producción en un 32% a USD 28,4 millones.
- Se redujeron los costos operativos por boe¹ en un 22% a USD 6,3 por boe.
- Se redujeron los costos G&A/ G&G en un 30% a USD 13,1 millones.

Generación sustancial de flujo de efectivo libre

- Ingresos por USD 98,1 millones.
- EBITDA ajustado de USD 56,1 millones (o USD 15,9 por boe), 2 veces el EBITDA ajustado en el 2T2020.
- Ganancia operativa de USD 28,5 millones/ Pérdida Neta de USD 4,3 millones.
- Reducción en gastos de capital en un 56% a USD 9,8 millones

¹ Los costos operativos por boe representan las cifras utilizadas en el cálculo de EBITDA Ajustado, sin haber adoptado la NIIF 16.

- Programa de trabajo total 2020 de USD 65-75 millones apuntando a una producción promedio anual de 40.000-42.000 boepd y netbacks operativos de USD 245-270 millones, asumiendo un precio del petróleo Brent de USD 35- 40 por bbl ².

Sólida posición financiera y gestión de riesgo

- USD 163,7 millones de efectivo (USD 157,5 millones en el 2T2020 y luego de los pagos de intereses de USD 23,5 millones en el 3T2020).
- Facilidad de prepago de petróleo de USD 75 millones, con USD 50 millones comprometidos, sin montos retirados.
- USD 132,9 millones en líneas de crédito no comprometidas.
- Perfil de vencimiento de deuda financiera a largo plazo sin pagos de capital hasta septiembre de 2024.
- Incorporación constante de nuevas coberturas para los próximos 15 meses.

Incremento de acciones y respuestas relativas a SPEED/ ESG+

- Protocolos, medidas preventivas y planes de respuesta de crisis en los seis países que conforman nuestra plataforma.
- Equipos en campo reducidos a un mínimo con equipos de back-up y planes de contingencia listos para mantener al personal trabajando de manera segura y la producción fluyendo.
- GeoPark se ha mantenido en contacto cercano con las comunidades locales implementando un significativo rango de medidas para combatir el COVID-19 con esfuerzos coordinados a nivel local, regional y federal.
- Designación de Sylvia Escovar y Somit Varma como nuevos miembros independientes del Directorio de GeoPark (ocupando puestos vacantes).
- Publicación del informe Ambiental, Social y de Gobierno Corporativo ("ESG") 2019, disponible en la página web de la compañía.

Generación de valor a los accionistas mediante el pago de dividendos y programa de recompra de acciones

- Dividendo extraordinario en efectivo 2020 de USD 0,0206 por acción (USD 1,25 millones) que se pagará el 9 de diciembre de 2020.
- Dividendos trimestrales 2020 de USD \$ 0,0206 por acción (USD 1,25 millones) que se pagará el 9 de diciembre de 2020.
- Reanudación del programa opcional de recompra de acciones de hasta el 10% de las acciones totales en circulación.

James F. Park, CEO de GeoPark, expresó: "Gratitud y admiración al equipo de GeoPark por su desempeño en medio de esta tormenta monstruosa. Gracias a sus reacciones rápidas, decisivas y significativas, GeoPark está reanudando nuestro programa de trabajo, haciendo crecer la producción, construyendo y poniendo en marcha un programa de trabajo 2021 atractivo y comenzando a distribuir efectivo a sus accionistas en el cuarto trimestre. Y más allá de solo sobrevivir el colapso y acomodarse al nuevo contexto, nuestro equipo transformó a GeoPark, desde una perspectiva de costo, capacidad y también organizacional, en una compañía mejor y más fuerte, lista para capturar la enorme oportunidad que tiene por delante".

² Estimación del precio Brent desde noviembre a diciembre 2020, utilizando un diferencial Brent/ Vasconia que promedie los USD 4 por bbl.

DESEMPEÑO OPERATIVO CONSOLIDADO

Indicadores clave de desempeño:

Indicadores Clave	3T2020	2T2020	3T2019	9M2020	9M2019
Producción de petróleo ^a (bopd)	32.875	32.504	33.693	35.404	34.102
Producción de gas (mcfpd)	35.814	26.448	35.555	30.509	32.148
Producción neta promedio (boepd)	38.845	36.912	39.619	40.490	39.460
Precio de petróleo Brent (USD por bbl)	43,3	33,1	62,1	42,5	64,7
Precio obtenido combinado (USD por boe)	27,9	17,8	44,2	27,3	46,4
- Petróleo (USD por bbl)	31,7	18,6	49,3	29,8	51,3
- Gas (USD por mcf)	2,5	2,8	4,4	3,0	4,6
Venta de Petróleo crudo (en millones de USD)	89,3	49,0	138,2	262,2	434,6
Venta de gas (en millones de USD)	8,8	6,6	13,0	24,9	36,2
Ingresos (en millones de USD)	98,1	55,7	151,2	287,0	470,9
Contratos de gestión de riesgo de commodities (en millones de USD)	2,7	-9,1	4,4	25,6	-16,0
Costos operativos y de producción ^b (en millones de USD)	-28,4	-20,7	-41,7	-90,2	-126,7
G&G, G&A ^c y gastos de venta (en millones de USD)	-14,4	-15,9	-21,1	-49,4	-63,7
EBITDA Ajustado (en millones de USD)	56,1	27,8	86,7	161,6	277,7
EBITDA Ajustado (USD por boe)	15,9	8,9	25,3	15,3	27,4
Netback operativo (USD por boe)	19,2	13,0	31,4	19,2	33,0
Resultados netos (pérdida) (en millones de USD)	-4,3	-19,9	6,8	-113,7	57,9
Gastos de capital (en millones de USD)	9,8	5,8	22,1	49,3	88,2
Adquisición de Amerisur ^d (en millones de USD)	-	-	-	272,3	-
Efectivo y equivalentes de efectivo (en millones de USD)	163,7	157,5	81,6	163,7	81,6
Deuda financiera a corto plazo (en millones de USD)	4,8	19,9	10,6	4,8	10,6
Deuda financiera a largo plazo (en millones de USD)	767,4	763,5	424,4	767,4	424,4
Deuda neta (en millones de USD)	608,4	625,9	353,4	608,4	353,4

a) Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 1.284, 1.286 y 1.419 bopd del 3T2020, 2T2020 y 3T2019, 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 G&A y G&G incluyen pagos basados en acciones, no monetarios por USD 1,8 millones, USD 2,0 millones y USD 0,3 millones en el 3T2020, 2T2020 y 3T2019, respectivamente. Estos gastos se excluyen del cálculo del EBITDA Ajustado.

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

Producción: la producción total de petróleo y gas disminuyó un 2% a 38.845 boepd en el 3T2020 de 39.619 boepd en el 3T2019, debido a la re-apertura de cierres temporales de la producción y actividades limitadas de perforación y mantenimiento durante el trimestre, parcialmente compensado por la incorporación de la producción de la reciente adquisición de Amerisur Resources Plc ("Amerisur") en Colombia. El petróleo representó el 85% de la producción total reportada en el 3T2020 y 3T2019.

Para más detalles, remitirse a los Resultados Operacionales del 3T2020 publicados el 14 de octubre de 2020.

Precios obtenidos y de referencia del petróleo: el precio del petróleo crudo Brent promedió los USD 43,3 por bbl en el 3T2020, USD 18,6 por bbl menos que los niveles del 3T2019. El precio de venta consolidado obtenido del petróleo promedió los USD 31,7 por bbl en el 3T2020, USD 17,6 por bbl menos que los USD 49,3 por bbl en el 3T2019, reflejando un mayor marcador diferencial local en Colombia parcialmente compensado por menores descuentos comerciales y de transporte.

En Colombia, el diferencial de marcador local con respecto a Brent promedió los USD 3,0 por bbl en el 3T2020, comparado con USD 6,5 por bbl en el 2T2020 y USD 1,7 por bbl en el 3T2019. Los descuentos comerciales y de transporte mejoraron USD 2,1 por bbl y promediaron USD 9,0 por bbl en el 3T2020, comparado con USD 11,1 por bbl en el 3T2019, 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, ambos con menores descuentos comerciales y de transporte.

La tabla a continuación presenta un desglose de los precios netos obtenidos y de referencia de petróleo en Colombia, Chile y Argentina durante el 3T2020 y 3T2019:

3T2019- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina
Precio de petróleo Brent (*)	43,3	42,7	43,3
Diferencial del marcador local	(3,0)	-	-
Descuentos comerciales y de transporte	9,0	(7,7)	-
Otros	-	-	(2,8)
Precio obtenido de petróleo	31,3	35,0	40,5
Peso en mix de venta de petróleo	94%	1%	5%

3T2020- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina
Precio de petróleo Brent (*)	62,1	62,0	62,1
Diferencial del marcador local	(1,7)	-	-
Descuentos comerciales y de transporte	11,1	(7,7)	-
Otros	-	-	(13,2)
Precio obtenido de petróleo	49,3	54,3	48,9
Peso en mix de venta de petróleo	94%	1%	5%

*El precio especificado de petróleo Brent difiere en cada país ya que las ventas en Colombia se valúan en referencia al crudo ICE Brent mientras que en Chile en base al crudo Dated Brent. En Argentina, los precios locales se encuentran disociados de los precios internacionales de petróleo y las diferencias entre los criterios de medida y los precios obtenidos se incluyen en "Otros."

Ingresos: los ingresos consolidados disminuyeron un 35% a USD 98,1 millones en el 3T2020 comparado con USD 151,2 millones en el 3T2019, reflejando precios de petróleo y gas más bajos.

Ventas de petróleo crudo: los ingresos consolidados por petróleo disminuyeron un 35% a USD 89,3 millones en el 3T2020, impulsados principalmente por una disminución del 36% en los precios obtenidos de petróleo y ventas sin cambios. Los ingresos por petróleo representaron el 91% de los ingresos totales en el 3T2020 y el 3T2019.

- Colombia: en el 3T2020, los ingresos por petróleo disminuyeron un 36% a USD 82,8 millones reflejando menores precios obtenidos de petróleo y un 1% de incremento en ventas de éste. Los precios obtenidos disminuyeron un 36% a USD 31,3 por bbl debido a menores precios de petróleo Brent y mayor diferencial Vasconia, parcialmente compensado por menores descuentos comerciales y de transporte. Las ventas de petróleo aumentaron un 1% a 29.962 bopd, reflejando la reciente adquisición de Amerisur, parcialmente compensado por los cierres temporales y actividad limitada de perforación y mantenimiento. Los pagos earn-out de Colombia disminuyeron un 42% a USD 3,4 millones en el 3T2020, comparado con USD 6,0 millones en el 3T2019, en línea con menores ingresos de petróleo en el bloque Llanos 34.
- Chile: en el 3T2020, los ingresos por petróleo descendieron un 49% a USD 1,2 millones debido a menores precios de petróleo y volúmenes vendidos. Los precios de petróleo obtenidos disminuyeron un 36% a USD 35,0 por bbl, en línea con menores precios de petróleo Brent. Las ventas de petróleo disminuyeron un 21% a 361 bopd debido a trabajos de mantenimiento limitados e inactividad en la perforación, combinado con el deterioro natural de los yacimientos.

- Argentina: en el 3T2020, los ingresos por petróleo descendieron un 21% a USD 5,3 millones debido a menores precios de petróleo y, en menor medida, menores ventas. Los precios de petróleo obtenidos disminuyeron un 17% a USD 40,5 por bbl debido a la disociación de los precios de petróleo locales a los internacionales, mientras que las ventas de petróleo disminuyeron un 4% a 1.424 bopd debido a los trabajos de mantenimiento limitados e inactividad en la perforación, combinado con el deterioro natural de los yacimientos.

Ventas de gas: los ingresos consolidados por gas disminuyeron un 32% a USD 8,8 millones en el 3T2020 comparado con USD 13,0 millones en el 3T2019, reflejando precios de gas un 43% más bajo, parcialmente compensado por un 19% de incremento en los volúmenes de venta. Los ingresos por gas representaron el 9% de los ingresos totales en el 3T2020 y el 3T2019.

- Chile: en el 3T2020, los ingresos por gas disminuyeron un 28% a USD 4,2 millones reflejando menores precios de gas, parcialmente compensado por mayores ventas de gas. Los precios del gas descendieron un 42%, o USD 2,3 por mcf (USD 14,1 por boe) en el 3T2020 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 a inicios del 2020 aumentaron las ventas de gas en un 25% a 19.374 mcfpd (3.229 boepd).
- Brasil: en el 3T2020, los ingresos por gas descendieron un 42% a USD 3,3 millones debido a menores ventas y menores precios de gas. Las ventas de gas cayeron un 30% en el yacimiento de gas Manatí (no operado por GeoPark con una participación del 10%) a 8.661 mcfpd (1.443 boepd) debido a la menor demanda de gas en Brasil. Los precios del gas disminuyeron un 16% a USD 4,1 por mcf (USD 24,8 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.
- Argentina: en el 3T2020, los ingresos por gas disminuyeron un 15% a USD 0,8 millones como resultado de menores precios de gas, parcialmente compensado por mayores ventas. Los precios de gas disminuyeron un 28% a USD 2,1 por mcf (USD 12,4 por boe) debido a las condiciones locales del mercado mientras que las ventas aumentaron un 18% a 4.320 mcfpd (720 boepd) debido a las actividades de optimización destinadas a maximizar los niveles de producción base y mejor rendimiento 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 2,7 millones en el 3T2020 comparado con una ganancia de USD 4,4 millones en el 3T2019.

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 1,4 millones tanto en el 3T2020 como en el 3T2019. Las ganancias obtenidas en el 3T2020 fueron el resultado de las coberturas vigentes que proporcionaban protección a los precios de petróleo prevalentes durante el 3T2020.

La parte no obtenida de los contratos de gestión de riesgos de commodities registró una ganancia de USD 1,3 millones en el 3T2020 comparado con una ganancia de USD 3,0 millones en el 3T2019. Las ganancias no obtenidas durante el 3T2020 fueron el resultado de una leve disminución en la curva de precios futuros del Brent comparado con junio de 2020 y el impacto de nuevas coberturas incorporadas durante el 3T2020 tal fue medido al 30 de septiembre de 2020.

GeoPark agregó recientemente nuevas coberturas de petróleo aumentando aún más su protección de riesgo de precio bajo en los próximos 15 meses. Remítirse 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 producción³: los costos operativos y de producción consolidados disminuyeron un 32% a USD 28,4 millones de USD 41,7 millones como resultado de menores regalías y menores costos operativos por boe.

³ Los costos operativos por boe representan las cifras utilizadas en el cálculo de EBITDA Ajustado, sin haber adoptado la NIIF 16.

La siguiente tabla muestra un desglose de los costos operativos y de producción en el 3T2020 y 3T2019:

(En millones de USD)	3T2020	3T2019
Costos operativos	19,9	26,6
Regalías	8,4	15,1
Pago basado en acciones	0,1	-
Costos operativos y de producción:	28,4	41,7

Los costos operativos consolidados disminuyeron un 25% o USD 6,7 millones a USD 19,9 millones en el 3T2020 comparado con USD 26,6 millones en el 3T2019. Los costos operativos consolidados por boe disminuyeron a USD 6,3 en el 3T2020 de USD 8,1 por boe en el 3T2019.

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

- Colombia: los costos operativos por boe aumentaron un 5% a USD 5,9 en el 3T2020 comparado con USD 5,6 en el 3T2019. Los costos operativos totales permanecieron sin cambios y ascendieron a USD 15,2 millones, debido a la incorporación del bloque Platanillo como parte de la adquisición de Amerisur que tiene costos por boe más altos que el bloque Llanos 34, parcialmente compensado por los esfuerzos continuos en reducción de costos y el efecto de la devaluación de la moneda local .
- Chile: los costos operativos por boe disminuyeron un 72% a USD 5,3 en el 3T2020 comparado con USD 19,3 en el 3T2019 debido a los esfuerzos continuos de reducción de costos (incluyendo menores actividades de intervención de pozo, eficiencias y la renegociación de contratos existentes) y, en menor medida, debido a la devaluación de la moneda local. Los costos operativos totales disminuyeron un 67% a USD 1,8 millones en el 3T2020 comparado con USD 5,4 millones en el 3T2019, a pesar del incremento del 18% en las ventas de petróleo y gas.
- Brasil: los costos operativos por boe disminuyeron un 27% a USD 5,8 en el 3T2020 comparado con los USD 7,9 en el 3T2019, reflejando principalmente el impacto de la devaluación de la moneda local. Los costos operativos totales disminuyeron USD 0,7 millones a USD 0,3 millones en el 3T2020 comparado con USD 1,0 millones en el 3T2019, reflejando menores costos operativos por boe y menor producción y ventas en el yacimiento de gas Manatí, que disminuyó un 31%.
- Argentina: los costos operativos por boe disminuyeron un 45% a USD 14,9 en el 3T2020 comparado con USD 27,0 en el 3T2019 debido a los esfuerzos continuos de reducción de costos (incluyendo menores actividades de intervención de pozo, eficiencias y la renegociación de contratos existentes) y, en menor medida, debido a la devaluación de la moneda local. Los costos operativos totales disminuyeron un 45% a USD 2,8 millones en el 3T2020 comparado con USD 4,9 millones en el 3T2019 debido a menores costos operativos por boe, parcialmente compensado por un 2% de incremento en las ventas de petróleo y gas.

Las regalías consolidadas cayeron un 45% o USD 6,7 millones a USD 8,4 millones en el 3T2020 comparado con USD 15,1 millones en el 3T2019, principalmente como resultado de precios de petróleo más bajos, parcialmente compensado por un incremento del 3% en las ventas de petróleo y gas.

Gastos de venta: los gastos de venta consolidados disminuyeron en USD 1,1 millones a USD 1,3 millones en el 3T2020 (de los cuales USD 0,8 millones o USD 0,3 por bbl corresponden a Colombia), comparado con USD 2,4 millones en el 3T2019.

Gastos administrativos: los gastos consolidados G&A por boe disminuyeron un 41% a USD 2,5⁴ en el 3T2020 comparado con USD 4,2 en el 3T2019 debido a iniciativas continuas de reducción de costos que incluso sopesaron los costos graduales de G&A relativos a la incorporación de las operaciones de Amerisur. Los gastos consolidados totales G&A disminuyeron USD 4,1 millones a USD 10,4 millones en el 3T2020 comparado con USD 14,5 millones en el 3T2019.

⁴ La información por boe representa las cifras utilizadas en el cálculo del EBITDA Ajustado, excluyendo principalmente el efecto de los pagos basados en acciones y el efecto de la NIIF 16.

Gastos geológicos & geofísicos: los gastos consolidados de G&G por boe disminuyeron un 56% a USD 0,8⁵ en el 3T2020 comparado con USD 1,8 en el 3T2019 debido a iniciativas continuas de reducción de costos, y a pesar de los costos graduales de G&G relativos a la incorporación de las operaciones de Amerisur. Los gastos consolidados totales G&G disminuyeron USD 1,5 millones a USD 2,8 millones en el 3T2020 comparado con los USD 4,3 millones en el 3T2019.

EBITDA Ajustado: el EBITDA Ajustado consolidado⁶ disminuyó un 35% a USD 56,1 millones, o USD 15,9 por boe, en el 3T2020 comparado con USD 86,7 millones, o USD 25,3 por boe, en el 3T2019.

- Colombia: EBITDA Ajustado de USD 53,4 millones en el 3T2020.
- Chile: EBITDA Ajustado de USD 2,7 millones en el 3T2020.
- Brasil: EBITDA Ajustado de USD 1,9 millones en el 3T2020.
- Argentina: EBITDA Ajustado de USD 0,4 millones en el 3T2020.
- Corporativo, Ecuador y Perú: EBITDA Ajustado de - USD 2,2 (negativo) millones en el 2T2020.

⁵ La información por boe representa las cifras utilizadas en el cálculo del EBITDA Ajustado, excluyendo el efecto de los pagos basados en acciones y el efecto de la NIIF 16 e incluyendo los montos asignados a los proyectos capitalizados.

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

La siguiente tabla muestra la producción, volúmenes vendidos y el desglose de los componentes más significativos del EBITDA Ajustado para el 3T2020 y el 3T2019, sobre una base por país y por barril:

EBITDA Ajustado/boe	Colombia		Chile		Brasil		Argentina		Total	
	3T20	3T19								
Producción (boepd)	31.297	31.578	3.610	3.358	1.581	2.299	2.357	2.384	38.845	39.619
Existencias, RIK ^a & Otros	(251)	(1.629)	(20)	(311)	(117)	(190)	(213)	(285)	(601)	(2.414)
Volumen de ventas (boepd)	31.046	29.949	3.590	3.047	1.464	2.109	2.144	2.099	38.244	37.205
% Petróleo	96,5%	99,5%	10%	15%	1%	2%	66%	71%	83%	85%
(USD por boe)										
Precio obtenido de petróleo	31,3	49,3	35,0	54,3	40,6	69,2	40,5	48,9	31,7	49,3
Precio obtenido de gas ^b	5,3	34,5	14,1	24,4	24,8	29,7	12,4	17,4	14,8	25,9
Earn-out	(1,2)	(2,2)	-	-	-	-	-	-	(1,0)	(1,7)
Precio combinado	29,2	47,0	16,2	28,9	25,0	30,4	31,1	39,8	27,9	44,2
Contratos de gestión de riesgo de commodities obtenidos	0,5	0,5	-	-	-	-	-	-	0,4	0,4
Costos operativos	(5,9)	(5,6)	(5,3)	(19,3)	(5,8)	(7,9)	(14,9)	(27,0)	(6,3)	(8,1)
Regalías en efectivo	(2,4)	(4,8)	(0,6)	(1,0)	(2,3)	(2,3)	(5,0)	(6,1)	(2,4)	(4,4)
Gastos de venta y otros	(0,3)	(0,7)	(0,2)	(0,3)	-	-	(2,2)	(1,3)	(0,4)	(0,7)
Netback operativo/boe	21,1	36,4	10,1	8,2	17,0	20,1	9,0	5,4	19,2	31,4
G&A, G&G & otros									(3,3)	(6,1)
EBITDA Ajustado/boe									15,9	25,3

a) RIK (Regalías en especie). Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 1.284 y 1.419 bopd del 3T2020 y el 3T2019, 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 1% a USD 26,7 millones en el 3T2020, comparado con los USD 26,5 millones en el 3T2019, en línea con un leve incremento en los volúmenes vendidos.

Bajas por resultados no exitosos de exploración: la baja consolidada por resultados no exitosos de exploración fue de USD 0,6 millones en el 3T2020, comparado con USD 8,4 millones en el 3T2019. Los montos registrados en el 3T2019 hacen referencia principalmente a 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.

Deterioro de activos no financieros: el deterioro consolidado no en efectivo de activos no financieros ascendió a USD 1,0 millones en el 3T2020 y se vincula con el bloque REC-T-128 (operado por GeoPark con una participación del 70%) en Brasil que fue clasificado como activo puesto a la venta al 30 de septiembre de 2020. Una pérdida contable no en efectivo se contabiliza como el monto por el cual el valor contable de un activo excede su valor recuperable.

Otros ingresos (gastos): otros gastos operativos fueron de USD 1,3 millones en el 3T2020, comparado con USD 1,4 millones en el 3T2019.

RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y GANANCIAS DEL PERÍODO

Gastos financieros: los gastos financieros netos aumentaron a USD 15,8 millones en el 3T2020, en comparación con USD 8,6 millones en el 3T2019 debido principalmente 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 0,7 millones en el 3T2020 comparado con una ganancia de USD 0,8 millones en el 3T2019.

Impuesto a las ganancias: los impuestos a las ganancias totalizaron una pérdida de USD 16,3 millones en el 3T2020, en comparación con USD 41,8 millones de pérdida en el 3T2019, principalmente como resultado de menores resultados antes del impuesto a las ganancias y el efecto de las fluctuaciones de las monedas locales sobre impuestos a las ganancias diferidos.

Resultado: una pérdida de USD 4,3 millones en el 3T2020, en comparación con una ganancia de USD 6,8 millones registrada en el 3T2019, debido principalmente a menores ganancias operativas y mayores gastos financieros, parcialmente compensado por menores impuestos a las ganancias.

BALANCE:

Efectivo y equivalentes de efectivo: el efectivo y los equivalentes de efectivo totalizaron USD 163,7 millones al 30 de septiembre de 2020 comparado con USD 111,2 millones al 31 de diciembre de 2019. El efectivo generado por actividades operativas fue de USD 91,6 millones y el efectivo generado por actividades de financiación fue de USD 284,2 millones, parcialmente compensado por efectivo utilizado en actividades de inversión de USD 321,6 millones.

El efectivo generado de las actividades de financiación fue de USD 284,2 millones incluyó principalmente ganancias netas de la emisión del Bono 2027 por USD 342,5 millones, compensado parcialmente por pagos de intereses por USD 37,5 millones, pagos de alquiler por USD 7,3 millones, USD 4,5 millones relativos a la adquisición de la participación no controlada de LG International en Colombia y Chile en el 2018, pagos de capital de corto plazo por USD 3,6 millones y pagos de recompra de acciones por USD 3,0 millones.

El efectivo utilizado en actividades de inversión de USD 321,6 millones incluye la adquisición de Amerisur por USD 272,3 millones (netos de efectivo recibido), y gastos orgánicos de capital por USD 49,3 millones.

Deuda financiera: la deuda financiera total, neta de costos de emisión, fue de USD 772,2 millones, incluyendo el Bono 2024, el Bono 2027 y otros préstamos bancarios de corto plazo totalizando USD 3,5 millones. Al 30 de septiembre de 2020, la deuda financiera a corto plazo era de USD 4,8 millones.

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 12 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 30 de septiembre de 2020, disponible en la página web de la Compañía.

INDICADORES FINANCIEROS^a

(En millones de USD)

Al finalizar el período	Deuda financier a	Efectivo y equivalentes de efectivo	Deuda Neta	Deuda Neta/ EBITDA Aj. LTM	Cobertura Interés LTM
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
2T2020	783,4	157,5	625,9	2,3x	7,2x
3T2020	772,2	163,7	608,4	2,5x	5,7x

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 2,25 veces mayor hasta septiembre 2021. A la fecha de este comunicado, la Compañía se encuentra en total cumplimiento de ambas 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 miércoles, 30 de septiembre de 2020, disponible en la página web de la Compañía.

CONTRATOS DE GESTIÓN DE RIESGO DE COMMODITIES RELATIVOS AL PETRÓLEO

GeoPark incorporó recientemente nuevas coberturas de petróleo que aumentan aún más su protección de precio para los próximos 15 meses, alcanzando ahora 25.500 bopd en el 4T2020, 15.500 bopd en el 1T2021, 13.000 bopd en el 2Q2021 y 4.500 bopd en el 2S2021. Las coberturas incluyen una porción que protege el marcador local Vasconia en Colombia.

La Compañía cuenta con los siguientes contratos de gestión de riesgo de commodities vigentes a la fecha de esta publicación:

Período	Tipo	Referencia	Volumen (bopd)	Términos del contrato (USD por bbl)		
				Purchased Put o Precio Fijo	Sold Put	Sold Call
4T2020	Zero cost 3-way	Brent	4.000	55,0	45,0	71,0-73,8
	Zero cost 3-way	Brent	2.000	55,0	45,0	65,2
	Zero cost 3-way	Brent	4.000	55,0	45,0	69,0-70,0
	Zero cost 3-way	Brent	1.000	55,0	45,0	71,95
	Zero cost collar	Brent	5.000	31,7-32,0	N/D	40,0-40,3
	Zero cost collar	Brent	5.000	35,0	N/D	49,8-51,3
	Zero cost collar	Brent	2.500	35,0	N/D	45,1
	Zero cost collar	Vasconia	2.000	30,0	N/D	44,2
1T2021	Zero cost collar	Brent	2.500	40,0	N/D	50,3-50,4
	Zero cost collar	Brent	7.500	35,0	N/D	50,3-53,8
	Zero cost collar	Brent	2.000	40,0	N/D	53,5-53,9
2T2021	Zero cost collar	Brent	3.500	37,0	N/D	50,0
	Zero cost collar	Brent	5.000	35,0	N/D	51,7-55,0
	Zero cost collar	Brent	3.500	38,0	N/D	51,0
	Zero cost collar	Brent	2.000	40,0	N/D	53,5-53,9
3T2021	Zero cost collar	Brent	2.500	40,0	N/D	50,3-50,4
	Zero cost collar	Brent	2.000	40,0	N/D	56,0
	Zero cost collar	Brent	2.500	40,0	N/D	50,4-50,5
4T2021	Zero cost collar	Brent	2.000	40,0	N/D	56,0
	Zero cost collar	Brent	2.500	40,0	N/D	50,4-50,5

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 4 de los estados financieros consolidados de GeoPark para el período finalizado el 30 de septiembre de 2020, disponible en la página web de la Compañía.

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

Colombia (En millones de USD)	3T2020	3T2019
Venta de petróleo crudo:	82,8	129,0
Venta de gas:	0,5	0,5
Ingresos	83,3	129,5
Costos operativos y de producción ^a	-22,1	-28,2
EBITDA Ajustado	53,4	92,5
Inversiones en bienes de capital ^b	9,7	15,4
Chile (En millones de USD)	3T2020	3T2019
Venta de petróleo crudo:	1,2	2,3
Venta de gas:	4,2	5,8
Ingresos	5,3	8,1
Costos operativos y de producción ^a	-2,0	-5,7
EBITDA Ajustado	2,7	1,3
Inversiones en bienes de capital ^b	0,0	0,4
Brasil (En millones de USD)	3T2020	3T2019
Venta de petróleo crudo:	0,1	0,2
Venta de gas:	3,3	5,7
Ingresos	3,4	5,9
Costos operativos y de producción ^a	-0,6	-1,5
EBITDA Ajustado	1,9	2,7
Inversiones en bienes de capital ^b	0,0	0,3
Argentina (En millones de USD)	3T2020	3T2019
Venta de petróleo crudo:	5,3	6,7
Venta de gas:	0,8	1,0
Ingresos	6,1	7,7
Costos operativos y de producción ^a	-3,8	-6,3
EBITDA Ajustado	0,4	-1,7
Inversiones en bienes de capital ^b	0,0	4,0

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

	3T2020	3T2019	9M2020	9M2019
INGRESOS				
Venta de petróleo crudo:	89,3	138,2	262,2	434,6
Venta de gas:	8,8	13,0	24,9	36,2
INGRESO TOTAL	98,1	151,2	287,0	470,9
Contratos de gestión de riesgo de commodities	2,7	4,4	25,6	-16,0
Costos operativos y de producción:	-28,4	-41,7	-90,2	-126,7
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	-2,8	-4,3	-10,2	-12,9
Gastos administrativos (G&A)	-10,4	-14,5	-34,4	-39,5
Gastos de venta	-1,3	-2,4	-4,9	-11,3
Depreciación	-26,7	-26,5	-89,3	-76,8
Bajas por resultados no exitosos de exploración	-0,6	-8,4	-3,8	-9,3
Pérdida por deterioro en activos no financieros	-1,0	-	-98,5	-
Otros operativos	-1,3	-1,4	-8,9	0,6
(PÉRDIDA) RESULTADO OPERATIVO	28,5	56,4	-27,5	179,0
Costos financieros, neto	-15,8	-8,6	-45,0	-26,6
Ganancia por Cambio de Divisas (pérdida)	-0,7	0,8	-6,7	-0,7
(PÉRDIDA) RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	12,0	48,5	-79,3	151,8
Impuesto a las ganancias:	-16,3	-41,8	-34,5	-93,9
(PÉRDIDA) RESULTADOS PARA EL PERIODO	-4,3	6,8	-113,7	57,9
Participación-no controlada minoritaria	-	-	-	-
ATRIBUIBLE A PROPIETARIOS DE GEOPARK	-4,3	6,8	-113,7	57,9

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

(En millones de USD)	Sep '20	Dic '19
Activo no corriente		
Propiedad, planta y equipos	716,8	567,8
Otros activos no corrientes	60,4	58,4
Total activo no corriente	777,2	626,2
Activo corriente		
Existencias	11,9	11,4
Créditos comerciales	37,1	44,2
Otros activos corrientes	62,2	59,2
Efectivo en bancos y en caja	163,7	111,2
Total activo corriente	274,9	225,9
Total activo	1.052,1	852,1
Patrimonio neto		
Atribuible a propietarios de GeoPark	4,0	132,9
Total patrimonio neto	4,0	132,9
Pasivo no corriente		
Préstamos	767,4	420,1
Otros pasivos no corrientes	119,3	84,2
Total pasivo no corriente	886,7	504,3
Pasivo corriente		
Préstamos	4,8	17,3
Otros pasivos corrientes	156,6	197,6
Total pasivo corriente	161,4	214,9
Total pasivo	1.048,1	719,2
Total pasivo y patrimonio	1.052,1	852,1

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

(En millones de USD)	3T2020	3T2019	9M2020	9M2019
Flujo de efectivo generado por las actividades operativas	45,7	63,8	91,6	156,9
Flujo de efectivo (utilizado) en las actividades de inversión	-9,8	-15,0	-321,6	-81,1
Flujo de efectivo (utilizado) de las actividades de financiación	-29,5	-35,9	284,2	-121,7

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

9M2020 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	158,1	7,9	2,5	2,9	-9,8	161,6
Depreciación	-47,9	-25,2	-2,5	-13,3	-0,4	-89,3
Contratos de gestión de riesgo de commodities no obtenidos	9,9	0,0	0,0	0,0	0,0	9,9
Bajas por resultados no exitosos de exploración y deterioro	0,0	-53,5	-1,6	-16,2	-31,0	-102,3
Pago basado en acciones	-0,3	-0,1	0,0	-0,1	-5,4	-5,8
NIIF 16	4,6	0,1	1,6	0,7	0,3	7,3
Otros	0,2	-0,5	-0,3	-1,8	-6,5	-8,8
(PÉRDIDA) RESULTADO OPERATIVO	124,6	-71,3	-0,2	-27,9	-52,8	-27,5
Costos financieros, neto						-45,0
Cargos por cambio de divisas, neto						-6,7
PÉRDIDA ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						-79,3

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	-0,0	-0,0	-0,0	-0,0	-19,9
Bajas por resultados no exitosos de exploración y deterioro	-0,2	-0,0	-0,0	-9,0	-0,0	-9,3
Pago basado en acciones	-0,4	-0,0	-0,1	-0,1	-0,9	-1,4
NIIF 16	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
(PÉRDIDA) RESULTADO OPERATIVO	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
PÉRDIDA ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						151,8

(a) Incluye Perú, Ecuador y Corporativo.

**COSTOS OPERATIVOS UTILIZADOS PARA EL CÁLCULO DEL EBITDA AJUSTADO
(SIN AUDITAR)**

3T2020	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Total
Costos operativos (USD mm)	15,1	1,8	0,3	2,8	19,9
NIIF 16 (USD mm)	1,6	0,0	0,5	0,1	2,3
Costos operativos- EBITDA EBITDA Aj. (USD mm)	16,7	1,8	0,8	2,9	22,2
Volumen de ventas (mmboe)	2,9	0,3	0,1	0,2	3,5
Costos operativos por boe- EBITDA Aj.	5,9	5,3	5,8	14,9	6,3

3T2019	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Total
Costos operativos (USD mm)	15,1	5,4	1,0	5,1	26,6
NIIF 16 (USD mm)	0,3	0,0	0,5	0,1	1,0
Costos operativos- EBITDA EBITDA Aj. (USD mm)	15,4	5,4	1,5	5,2	27,6
Volumen de ventas (mmboe)	2,8	0,3	0,2	0,2	3,4
Costos operativos por boe- EBITDA Aj.	5,6	19,3	7,9	27,0	8,1

**G&A y G&G PARA EL CÁLCULO DEL EBITDA AJUSTADO
(SIN AUDITAR)**

	3T2020	3T2019
Gastos administrativos (USD mm)	10,4	14,5
Pagos basado en acciones (USD mm)	-1,8	-0,3
NIIF 16 (USD mm)	0,2	0,3
Gastos G&A EBITDA Aj. (USD mm)	8,7	14,5
Volumen de ventas (mmboe)	3,5	3,4
G&A por boe- EBITDA Aj.	2,5	4,2

	3T2020	3T2019
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	2,8	4,3
Pagos basado en acciones (USD mm)	0,0	0,0
NIIF 16 (USD mm)	0,1	0,2
Asignación a proyectos capitalizados (USD mm)	0,0	1,9
Gastos G&G - EBITDA Aj. (USD mm)	2,8	6,3
Volumen de ventas (mmboe)	3,5	3,4
G&G por boe- EBITDA Aj.	0,8	1,8

ACTUALIZACIÓN AMBIENTAL, SOCIAL Y DE GOBIERNO/ SPEED

Nuevos miembros del Directorio independientes, con fecha efectiva 1° de agosto de 2020

Designación de Sylvia Escovar Gomez

La Sra. Escovar, una de las líderes más respetadas y admiradas de Latinoamérica, trae consigo una valiosa combinación de experiencia en los sectores público y privado lo mismo que en organismos multilaterales, con un récord de desempeño exitoso en cada una de esas áreas. Economista de profesión, la señora Escovar se desempeñó en el Banco Mundial, el Banco de la República de Colombia y el Departamento de Planeación Nacional. También ocupó los cargos de Subsecretaria de Educación y Subsecretaria de Finanzas de la ciudad de Bogotá, DC.

Desde 2012, Sylvia Escovar es la Presidenta de Terpel S.A., compañía de distribución de combustibles. Bajo su liderazgo, Terpel se convirtió en la tercera empresa más grande de Colombia. La Sra. Escovar es una innovadora y lideró un equipo que transformó y mejoró el modelo de negocios de Terpel, ampliando la gama y la calidad de sus servicios y potencializando su desempeño para el largo plazo. Ella y su equipo han hecho de Terpel un referente en materia de sostenibilidad, lo que se traduce en continuas buenas calificaciones de la empresa en el ranking SAM Sustainability Yearbook.

Su perspectiva es frecuentemente consultada en discusiones que giran en torno a políticas públicas, comercio internacional, diversidad e inclusión. La señora Escovar participa también en los Directorios del Grupo Bancolombia y Organización Corona S.A.

Designación de Somit Varma

El Sr. Varma es un inversor consumado y respetado en proyectos de petróleo, gas, minería e infraestructura en todo el mundo. Su impresionante historial incluye la formación de equipos gerenciales, el crecimiento de negocios a escala y aportes significativos tendientes a mejorar los estándares ambientales, sociales y de gobierno corporativo. Ha trabajado, además, con gobiernos y comunidades en Latinoamérica, Asia y África a fin de lograr mejores resultados en el uso de los recursos naturales.

Hasta el 2010, el Sr. Varma fue Director del Departamento de Petróleo, Gas, Minería y Productos Químicos de la Corporación Financiera Internacional (International Finance Corporation, "IFC"). Desde el 2011 hasta julio del 2020, el Sr. Varma ocupó el cargo de Director General en el Grupo de Energía en Warburg Pincus LLC ("Warburg Pincus"), una de las firmas de capital privado más importante del mundo, con más de USD 10 mil millones comprometidos en una amplia gama de compañías de energía a nivel global.

El Sr. Varma es oriundo de Nueva Delhi, India y obtuvo su MBA en la Universidad de Boston antes de cursar el Programa de Desarrollo Ejecutivo en la Escuela de Negocios de Harvard.

INFORMACIÓN DE TELECONFERENCIA

El equipo directivo de GeoPark tendrá una conferencia telefónica el 5 de noviembre de 2020 a las 10 de la mañana (hora estándar del este) a fin de presentar los resultados financieros del 3T2020 y las pautas de inversión y programa de trabajo 2021.

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 o haciendo click aquí debajo:

<https://event.on24.com/wcc/r/2770543/D46DCDE802A42ABE385B37543F22E6FC>

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: 2754509

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, devengo 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 devengo 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
G&A	Gastos administrativos
G&G	Gastos geológicos y geofísicos
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, 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, devengo 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.