



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK REPORTA LOS RESULTADOS DEL CUARTO TRIMESTRE Y RESULTADOS ANUALES DEL 2020

FUERTE GENERACIÓN DE FLUJO DE EFECTIVO LIBRE POR BAJOS BREAKEVENS Y RENTABILIDAD

PROGRAMA DE TRABAJO EXPANDIDO ACELERA CRECIMIENTO RENTABLE EN 2021

Bogotá, Colombia- 10 de marzo de 2021 - GeoPark Limited ("GeoPark" o la "Compañía") (NYSE: "GPRK"), la compañía latinoamericana independiente líder en exploración, operación y consolidación de petróleo y gas con operaciones y plataformas de crecimiento en Colombia, Ecuador, Chile, Brasil y Argentina informa hoy sus resultados financieros correspondientes al trimestre (en adelante denominado "Cuarto Trimestre" o "4T2020") y los resultados anuales, para el año finalizado el 31 de diciembre de 2020 ("Año completo" o "FY2020"). Para analizar los resultados financieros del 4T2020 y FY2020 se realizará una conferencia telefónica el 11 de marzo de 2021 a las 10 de la mañana (hora estándar 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 juntamente con los estados contables y las notas de los estados contables de GeoPark para el año finalizado el 31 de diciembre de 2020 disponible en el sitio web de la Compañía.

DATOS MÁS SIGNIFICATIVOS DEL CUARTO TRIMESTRE Y TOTALES DEL AÑO 2020

Crecimiento rentable de la producción

- Producción promedio anual de 40.192 boepd en el 2020, extendiendo historial de 18 años.
- Producción consolidada de petróleo y gas de 39.304 boepd.
- Producción del bloque CPO-5 (no operado por GeoPark con una participación del 30%) de 10.310 bopd brutos, 55% más que el 3T2020.

Generación de flujo de efectivo libre

- Ingresos por USD 106,7 millones / ingresos del año por USD 393,7 millones.
- Flujo de caja de operaciones de USD 77,1 millones / flujo de caja de operaciones del año de USD 168,7 millones.
- EBITDA ajustado de USD 56,0 millones / EBITDA ajustado del año de USD 217,5 millones.
- Deterioros contables no en efectivo del año en Chile, Perú, Argentina y Brasil de USD 133,9 millones y bajas de USD 52,7 millones, por una pérdida operativa de USD 110,7 millones / pérdida neta del año de USD 233,0 millones.
- Gastos de capital de USD 26,1 millones / programa de trabajo de todo el año 2020 de USD 75,3 millones.

Rentabilidad de costo y capital

- Reducción en costos e inversión por más de USD 290 millones¹ en toda la plataforma regional.
- Se redujeron los costos operativos y de producción del año en un 26% a USD 125,1 millones.
- Se redujeron los gastos de venta, G&G y G&A del año en un 24% a USD 71,1 millones.

Sólido balance de riesgo gestionado

- USD 201,9 millones de efectivo y equivalentes de efectivo al 31 de diciembre de 2020 (USD 111,2 millones al 31 de diciembre de 2019).

¹ Comparado con el programa de trabajo y presupuesto original de GeoPark a inicios del 2020.

- Facilidad de prepago de petróleo de USD 75 millones, con USD 50 millones comprometidos, sin montos retirados.
- USD 125,6 millones en líneas de crédito no comprometidas.
- Perfil de vencimiento de deuda financiera a largo plazo sin pagos de capital de bono hasta septiembre de 2024.
- Incorporación constante de nuevas coberturas para los próximos 12 meses.

Crecimiento completamente financiado en el Programa de trabajo 2021

- Expansión del programa de trabajo 2021 a USD 130-150 millones (de los USD 100- 120 millones anteriores), apuntando a una producción promedio de 41.000-43.000² boepd y netbacks operativos de USD 330-370 millones, asumiendo un precio del petróleo Brent de USD 50-55 por bbl³.
- Programa de trabajo flexible, rápidamente adaptable a cualquier escenario de precio del petróleo.

Retorno de valor a los accionistas

- Dividendo trimestral en efectivo de USD 0,0205 por acción (USD 1,25 millones), que se pagará el 13 de abril de 2021 a los accionistas registrados al cierre de operaciones el 31 de marzo de 2021.
- Reanudación del pago de dividendos en efectivo, habiendo pagado USD 4,9 millones en todo el 2020 (dividendos trimestrales y extraordinarios).
- Reanudación del programa de recompra de acciones discrecional, habiendo adquirido 119.289 acciones por USD 1,2 millones desde el 6 de noviembre de 2020, totalizando USD 4,0 millones en todo el 2020.

Acciones decisivas relativas a SPEED/ESG+

- Superación de todos los objetivos relativos a la Salud y Seguridad en el 2020.
- Obtención de la Certificación de Bureau Veritas por protocolos de bioseguridad para mitigar y gestionar el impacto de Covid-19 en las operaciones de GeoPark Colombia en junio y nuevamente en diciembre de 2020.
- Firma de contrato para conectar el bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%) a la red eléctrica nacional, que cuenta con una capacidad hidroeléctrica instalada del 68%. Se espera que la electrificación del bloque Llanos 34 se encuentre operativa en el 2022 y ayude a reducir las emisiones de carbono y el costo de energía.
- Conexión del yacimiento Tigana (bloque Llanos 34) al oleoducto ODCA en diciembre de 2020, reduciendo aún más el tráfico de camiones en un estimado de 205 camiones por día, lo que contribuye a reducir, a su vez, costos y riesgos operacionales y emisiones de carbono.

Camino de gran expansión

- Reservas certificadas 2P de USD 175 mmmboe con un valor presente neto (luego de impuestos) de USD 2,5 mil millones.
- Reemplazo de reservas 2P del 199% en Colombia (incluyendo adquisiciones).
- El NPV10 de las reservas 2P de GeoPark ajustado a deuda neta es de USD 31,3 por acción (USD 25,5 por acción correspondiente a Colombia).
- Inventario de exploración de 380-780 mmmbl⁴ de potenciales recursos recuperables en Colombia.

James F. Park, CEO de GeoPark, expresó:

“Después de un año históricamente complejo y de los esfuerzos excepcionales de nuestro equipo para prevalecer y tener éxito durante 2020, debemos expresar nuevamente nuestra gratitud y admiración a las mujeres y los hombres de GeoPark que hicieron todo esto posible y nos permitieron permanecer en la trayectoria de crecimiento que ya lleva 18 años. Mantuvimos a nuestros equipos seguros y saludables, operamos en el campo sin interrupción durante 365 días, aumentamos la producción, encontramos más petróleo y gas, superamos todos y cada uno de los costos, financiamos todo nuestro trabajo y obligaciones con nuestro propio flujo de caja, adquirimos e integramos una nueva empresa, reestructuramos completamente nuestra cartera de activos y nuestra organización, fortalecimos nuestro balance y casi duplicamos nuestro efectivo, brindamos ayuda y apoyo a nuestras comunidades vecinas, avanzamos para reducir nuestra huella de carbono y nuestros impactos sociales y ambientales, y restablecimos nuestras iniciativas de generación de valor para los accionistas con la recompra de acciones y la entrega de dividendos en efectivo. En pocas palabras: GeoPark es hoy una empresa mejor y más fuerte y está bien posicionada para

² La producción 2021 incorpora la producción del año completo del yacimiento de gas Manatí en Brasil (actualmente en proceso de venta, sujeta a determinadas condiciones y aprobaciones regulatorias) y excluye la producción potencial del programa de perforación de exploración 2021.

³ Estimación del precio Brent desde marzo a diciembre 2021, utilizando un diferencial Brent / Vasconia de USD 3-4 bbl.

⁴ Corresponde a la incorporación de volúmenes de petróleo medio-P10 sin riesgo recuperables en leads y prospectos auditados individualmente por Gaffney & Cline al 31 de diciembre de 2020.

las prometedoras oportunidades del futuro. 2021 ya está en marcha con tres plataformas de perforación en funcionamiento, un proyecto sísmico que avanza para identificar nuevos prospectos en un área de alto potencial, y nuestro equipo está completamente comprometido en llevar cada molécula de hidrocarburo de manera segura, limpia y rentable del suelo al mercado”.

DESEMPEÑO OPERATIVO CONSOLIDADO

Indicadores clave de desempeño:

Indicadores Clave	4T2020	3T2020	4T2019	FY2020	FY2019
Producción de petróleo ^a (bopd)	33.238	32.875	35.456	34.860	34.442
Producción de gas (mcfpd)	36.390	35.814	37.971	31.992	33.624
Producción neta promedio (boepd)	39.304	38.845	41.786	40.192	40.046
Precio de petróleo Brent (USD por bbl)	46,0	43,3	62,4	43,2	64,2
Precio obtenido combinado (USD por boe)	31,7	27,9	43,6	28,4	45,7
- Petróleo (USD por bbl)	35,5	31,7	48,7	31,2	50,7
- Gas (USD por mcf)	3,0	2,5	4,2	3,0	4,5
Venta de Petróleo crudo (en millones de USD)	97,5	89,3	144,4	359,6	579,0
Venta de gas (en millones de USD)	9,2	8,8	13,7	34,1	49,9
Ingresos (en millones de USD)	106,7	98,1	158,1	393,7	628,9
Contratos de gestión de riesgo de commodities (en millones de USD)	-17,5	2,7	-6,5	8,1	-22,5
Costos operativos y de producción ^b (en millones de USD)	-34,9	-28,4	-42,3	-125,1	-169,0
Gastos de venta, G&G y G&A ^c (en millones de USD)	-21,7	-14,4	-29,9	-71,1	-93,5
EBITDA Ajustado (en millones de USD)	56,0	56,1	85,7	217,5	363,3
EBITDA Ajustado (USD por boe)	16,6	15,9	23,6	15,7	26,4
Netback operativo (USD por boe)	22,2	19,2	31,0	19,9	32,5
Resultados netos (pérdida) (en millones de USD)	-119,2	-4,3	-0,2	-233,0	57,8
Gastos de capital (en millones de USD)	26,1	9,8	38,1	75,3	126,3
Adquisición de Amerisur ^d (en millones de USD)	-	-	-	272,3	-
Efectivo y equivalentes de efectivo (en millones de USD)	201,9	163,7	111,2	201,9	111,2
Deuda financiera a corto plazo (en millones de USD)	17,7	4,8	17,3	17,7	17,3
Deuda financiera a largo plazo (en millones de USD)	766,9	767,4	420,1	766,9	420,1
Deuda neta (en millones de USD)	582,7	608,4	326,2	582,7	326,2

a) Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 986, 1.284 y 1.587 bopd del 4T2020, 3T2020 y 4T2019, 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 2,3 millones, USD 1,8 millones y USD 1,3 millones en el 4T2020, 3T2020 y 4T2019, respectivamente. Estos gastos se excluyen del cálculo del EBITDA Ajustado.

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

PROGRAMA DE TRABAJO 2021 REVISADO

Como resultado de un crecimiento sostenido de los precios de petróleo desde inicios de noviembre 2020, GeoPark está expandiendo su programa de trabajo y plan de inversión 2021 a USD 135-155 millones (de USD 100-120 millones), manteniendo total flexibilidad para expandir o ajustar según los precios de petróleo prevalentes.

El programa de trabajo 2021 revisado refleja una producción promedio de 41.000-43.000⁵ boepd (excluyendo la producción potencial de programa de perforación exploración 2021), que incluye la perforación de 37-42 pozos brutos, con aproximadamente 60-65% a ser asignado a actividades de desarrollo y 35-40% a actividades de exploración.

Utilizando un supuesto de precio del petróleo Brent de USD 50- 55/ bbl, GeoPark puede ejecutar un programa de trabajo de riesgo balanceado para seguir haciendo crecer su negocio mediante la producción, el desarrollo y la exploración de su portfolio de activos, completamente financiado dentro de su flujo de efectivo, manteniendo un balance sólido y retribuyendo valor a sus accionistas.

La siguiente tabla muestra más detalles sobre el programa de trabajo 2021 revisado de GeoPark comparado con sus pautas del 4 de noviembre de 2020.

Programa de trabajo 2021	Revisado⁶ (USD 50-55/bbl Brent)	Anterior (USD 40-45/bbl Brent)
Producción promedio ⁵	41.000 -43.000 boepd	40.000 -42.000 boepd
Total Gastos de capital 2021	USD 130-150 millones	USD 100-120 millones
Capital de desarrollo	USD 75-90 millones	USD 60-70 millones
Netback operativo	USD 330-370 millones	USD 210-280 millones
Pozos de desarrollo/ avanzada (Brutos)	30 -34 pozos	26 -28 pozos
Pozos de exploración (brutos)	7 -8 pozos	5 -6 pozos
Total pozos (brutos)	37- 42 pozos	31-34 pozos
Índice de netback operativo sobre gastos de capital ⁷	2,5x	2,2x

Producción: la producción anual promedio del 2020 fue de 40.192 boepd comparado con 40.046 boepd en el 2019. La producción de petróleo y gas en el 4T2020 disminuyó un 6% a 39.304 boepd de 41.786 boepd en el 4T2019, debido a actividades limitadas de perforación y mantenimiento en Colombia, Chile y Argentina y menor demanda de gas en Brasil, parcialmente compensado por la incorporación de la producción de la adquisición de Amerisur en Colombia. El petróleo representó el 85% de la producción total reportada en el 4T2020 y 4T2019.

Para más detalles, remitirse a los Resultados Operacionales del 4T2020 publicados el 7 de enero de 2021.

Precios obtenidos y de referencia del petróleo: los precios del petróleo crudo Brent promediaron los USD 46,0 por bbl durante el 4T2020, USD 16,4 por bbl menos que los niveles del 4T2019. Sin embargo, el precio de venta consolidado obtenido del petróleo promedió los USD 35,5 por bbl en el 4T2020, USD 13,2 por bbl menos que los USD 48,7 por bbl en el 4T2019, reflejando un menor marcador diferencial local en Colombia y menores descuentos comerciales y de transporte.

En Colombia, el diferencial de marcador local con respecto a Brent promedió los USD 2,3 por bbl en el 4T2020, comparado con USD 3,2 por bbl en el 4T2019. Los descuentos comerciales y de transporte promediaron USD 8,4 por bbl en el 4T2020, comparado con USD 10,6 por bbl en el 4T2019, resultado de mayores mejoras logradas en la producción del bloque Llanos 34 y la incorporación de los bloques Platanillo (operado por

⁵ La producción 2021 incorpora la producción del año completo del yacimiento de gas Manatí en Brasil (actualmente en proceso de venta, sujeta a determinadas condiciones y aprobaciones regulatorias) y excluye la producción potencial del programa de perforación de exploración 2021.

⁶ Suponiendo un precio Brent de USD 50-55/bbl de marzo a diciembre 2021 y un diferencial Vasconia- Brent de USD 3-4/bbl.

⁷ Índice calculado utilizando el punto medio del netback operativo y los gastos de capital.

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 4T2020 y 4T2019:

4T2020- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina
Precio de petróleo Brent (*)	46,0	45,6	46,0
Diferencial del marcador local	(2,3)	-	-
Descuentos comerciales, de transporte y otros	(8,4)	(7,8)	(5,0)
Precio obtenido de petróleo	35,3	37,8	41,0
Peso en mix de venta de petróleo	95%	1%	4%

4T2019- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina
Precio de petróleo Brent (*)	62,4	63,2	62,4
Diferencial del marcador local	3,2	-	-
Descuentos comerciales, de transporte y otros	(10,6)	(7,2)	(14,6)
Precio obtenido de petróleo	48,6	56,0	47,8
Peso en mix de venta de petróleo	94%	2%	4%

*El precio especificado de petróleo Brent difiere en cada país ya que las ventas se valúan con diferentes precios de referencia del Brent.

Ingresos: los ingresos consolidados disminuyeron un 33% a USD 106,7 millones en el 4T2020 comparado con USD 158,1 millones en el 4T2019, reflejando precios de petróleo y gas más bajos y menores ventas.

Ventas de petróleo crudo: los ingresos consolidados por petróleo disminuyeron un 32% a USD 97,5 millones en el 4T2020, impulsados por una disminución del 27% en los precios obtenidos de petróleo y un 8% de disminución en las ventas de éste. Los ingresos por petróleo representaron el 91% de los ingresos totales en el 4T2020 y el 4T2019.

- Colombia: en el 4T2020, los ingresos por petróleo disminuyeron un 32% a USD 91,6 millones reflejando menores precios obtenidos de petróleo y un 7% de disminución en ventas de éste. Los precios obtenidos disminuyeron un 27% a USD 35,3 por bbl debido a menores precios de petróleo Brent, parcialmente compensado por menores descuentos comerciales y de transporte y un menor diferencial Vasconia. Las ventas de petróleo disminuyeron un 7% a 29.324 bopd, reflejando cierres temporales y actividades limitadas de perforación y mantenimiento en trimestres anteriores del 2020. Los pagos earn-out de Colombia disminuyeron un 42% a USD 3,6 millones en el 4T2020, comparado con USD 6,1 millones en el 4T2019, en línea con menores ingresos de petróleo en el bloque Llanos 34.
- Chile: en el 4T2020, los ingresos por petróleo descendieron un 46% a USD 1,3 millones debido a menores precios de petróleo y volúmenes vendidos. Los precios de petróleo obtenidos disminuyeron un 33% a USD 37,8 por bbl, en línea con menores precios de petróleo Brent. Las ventas de petróleo disminuyeron un 20% a 383 bopd debido a trabajos de mantenimiento limitados e inactividad en la perforación, combinado con el deterioro natural de los yacimientos.
- Argentina: en el 4T2020, los ingresos por petróleo descendieron un 32% a USD 4,4 millones debido a menores precios de petróleo y menores ventas. Los precios de petróleo obtenidos disminuyeron un 14% a USD 41,0 por bbl y las ventas de petróleo disminuyeron un 21% a 1.171 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 33% a USD 9,2 millones en el 4T2020 comparado con USD 13,7 millones en el 4T2019, reflejando precios de gas un 30% más bajo y un 4% de disminución en los volúmenes vendidos. Los ingresos por gas representaron el 9% de los ingresos totales en el 4T2020 y el 4T2019.

- Chile: en el 4T2020, los ingresos por gas disminuyeron un 35% a USD 3,5 millones reflejando menores precios de gas, parcialmente compensado por mayores ventas de gas. Los precios del gas descendieron un 39%, o USD 2,3 por mcf (USD 13,7 por boe) en el 4T2020. El desarrollo exitoso del yacimiento de gas Jauke y el descubrimiento del yacimiento de gas Jauke Oeste a inicios del 2020 aumentaron las ventas de gas en un 5% a 16.565 mcfpd (2.761 boepd).
- Brasil: en el 4T2020, los ingresos por gas descendieron un 33% a USD 4,5 millones debido a menores ventas y menores precios de gas. Las ventas de gas cayeron un 20% en el yacimiento de gas Manatí (no operado por GeoPark con una participación del 10%) a 11.706 mcfpd (1.951 boepd) debido a la menor demanda de gas en Brasil. Los precios del gas disminuyeron un 16% a USD 4,2 por mcf (USD 24,9 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 4T2020, los ingresos por gas disminuyeron un 41% a USD 0,6 millones como resultado de menores precios de gas, parcialmente compensado por mayores ventas. Los precios de gas disminuyeron un 49% a USD 1,6 por mcf (USD 9,8 por boe) debido a las condiciones locales del mercado mientras que las ventas aumentaron un 14% a 4.251 mcfpd (708 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 pérdida de USD 17,5 millones en el 4T2020 comparado con una pérdida de USD 6,5 millones en el 4T2019.

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 5,3 millones en el 4T2020 comparado con cero en el 4T2019. Las ganancias obtenidas en el 4T2020 fueron el resultado de las coberturas vigentes que proporcionaban protección de los precios de petróleo prevalentes durante el 4T2020.

La parte no obtenida de los contratos de gestión de riesgos de commodities tuvo una pérdida de USD 22,8 millones en el 4T2020 comparado con una pérdida de USD 6,5 millones en el 4T2019. Las pérdidas no obtenidas durante el 4T2020 fueron el resultado del incremento en la curva de precios futuros del Brent comparado con el 30 de septiembre de 2020 y el impacto de nuevas coberturas incorporadas durante el 4T2020 tal fue medido al 31 de diciembre de 2020.

GeoPark agregó recientemente nuevas coberturas de petróleo que aumentan aún más su protección de riesgo de precio bajo en los próximos 12 meses. 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 producción⁸: los costos operativos y de producción consolidados disminuyeron un 18% a USD 34,9 millones de USD 42,3 millones como resultado de menores regalías y menores costos operativos por boe.

La siguiente tabla muestra un desglose de los costos operativos y de producción en el 4T2020 y 4T2019:

(En millones de USD)	4T2020	4T2019
Costos operativos	22,9	25,7
Regalías	11,6	16,6
Pago basado en acciones	0,4	-
Costos operativos y de producción:	34,9	42,3

⁸ Los costos operativos por boe representan las cifras utilizadas en el cálculo de EBITDA Ajustado, sin haber adoptado la NIIF 16.

Los costos operativos consolidados disminuyeron un 10% o USD 2,7 millones a USD 22,9 millones en el 4T2020 comparado con USD 25,7 millones en el 4T2019.

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

- Colombia: los costos operativos por boe aumentaron a USD 6,5 en el 4T2020 comparado con USD 5,2 en el 4T2019. Los costos operativos totales aumentaron un 6% llegando a USD 16,5 millones debido a costos de mantenimiento de pozo más altos y 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 un 36% a USD 8,9 en el 4T2020 comparado con USD 13,9 en el 4T2019 debido a los esfuerzos exitosos de reducción de costos (incluyendo menores actividades de intervención de pozo, eficiencias y la renegociación de contratos existentes). Los costos operativos totales disminuyeron un 35% a USD 2,6 millones en el 4T2020 de USD 4,0 millones en el 4T2019 en línea con menores costos operativos por boe y ventas estables de petróleo y gas.
- Brasil: los costos operativos por boe permanecieron estables a USD 7,6 en el 4T2020 comparado con USD 7,5 en el 4T2019. Los costos operativos totales disminuyeron un 32% a USD 0,9 millones en el 4T2020 comparado con USD 1,3 millones en el 4T2019, reflejando menores ventas de gas en el yacimiento de gas Manatí, disminuyendo un 20%.
- Argentina: los costos operativos por boe disminuyeron un 29% a USD 18,5 en el 4T2020 comparado con USD 26,0 en el 4T2019 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 37% a USD 3,1 millones en el 4T2020 comparado con USD 4,9 millones en el 4T2019 debido a menores costos operativos por boe y menores ventas de petróleo y gas, disminuyendo un 11%.

Las regalías consolidadas cayeron un 30% o USD 5,0 millones a USD 11,6 millones en el 4T2020 comparado con USD 16,6 millones en el 4T2019, principalmente como resultado de precios más bajos de petróleo y gas.

Gastos de venta: los gastos de venta consolidados disminuyeron en USD 1,9 millones a USD 0,9 millones en el 4T2020 (de los cuales USD 0,7 millones o USD 0,2 por bbl corresponden a Colombia), comparado con USD 2,8 millones en el 4T2019.

Gastos administrativos: los costos consolidados G&A por boe disminuyeron un 25% a USD 4,2⁹ en el 4T2020 comparado con USD 5,5 en el 4T2019 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 costos consolidados totales G&A disminuyeron USD 5,3 millones a USD 16,0 millones en el 4T2020 comparado con USD 21,3 millones en el 4T2019.

Gastos geológicos & geofísicos: los costos consolidados G&G por boe disminuyeron un 26% a USD 1,4¹⁰ en el 4T2020 comparado con USD 1,9 en el 4T2019 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 a USD 4,8 millones en el 4T2020 comparado con los USD 5,7 millones en el 4T2019.

EBITDA Ajustado: el EBITDA Ajustado consolidado¹¹ disminuyó un 35% a USD 56,0 millones, o USD 16,6 por boe, en el 4T2020 comparado con USD 85,7 millones, o USD 23,6 por boe, en el 4T2019.

- Colombia: EBITDA Ajustado de USD 60,5 millones en el 4T2020.
- Chile: EBITDA Ajustado de USD 0,3 millones en el 4T2020.
- Brasil: EBITDA Ajustado de USD 2,2 millones en el 4T2020.
- Argentina: EBITDA Ajustado de - USD 1,7 (negativo) millones en el 4T2020.
- Corporativo, Ecuador y Perú: EBITDA Ajustado de - USD 5,3 (negativo) millones en el 4T2020.

⁹ 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.

¹⁰ 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.

¹¹ 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 4T2020 y el 4T2019, sobre una base por país y por barril:

EBITDA Ajustado/boe	Colombia		Chile		Brasil		Argentina		Total	
	4T20	4T19	4T20	4T19	4T20	4T19	4T20	4T19	4T20	4T19
Producción (boepd)	31.858	33.311	3.133	3.292	2.167	2.799	2.146	2.384	39.304	41.786
Existencias, RIK ^a & Otros	(2.329)	(1.653)	11	(194)	(187)	(218)	(266)	(278)	(2.771)	(2.343)
Volumen de ventas (boepd)	29.529	31.658	3.144	3.098	1.980	2.581	1.880	2.106	36.533	39.443
% Petróleo	99,3%	99,4%	12%	15%	1%	5%	62%	71%	85%	85%
(USD por boe)										
Precio obtenido de petróleo	35,3	48,6	37,8	56,0	43,2	67,7	41,0	47,8	35,5	48,7
Precio obtenido de gas ^b	31,3	29,3	13,7	22,3	24,9	29,8	9,8	19,1	17,7	25,3
Earn-out	(1,3)	(2,1)	-	-	-	-	-	-	(1,1)	(2,0)
Precio combinado	33,9	46,4	16,6	27,5	25,2	31,7	29,3	39,4	31,7	43,6
Contratos de gestión de riesgo de commodities obtenidos	2,0	-	-	-	-	-	-	-	1,6	-
Costos operativos	(6,5)	(5,2)	(8,9)	(13,9)	(7,6)	(7,5)	(18,5)	(26,0)	(7,4)	(7,2)
Regalías en efectivo	(3,8)	(5,0)	(0,6)	(1,0)	(2,0)	(2,8)	(4,5)	(6,0)	(3,4)	(4,6)
Gastos de venta y otros	(0,2)	(0,9)	(0,3)	(0,3)	-	-	(1,2)	(1,2)	(0,3)	(0,8)
Netback operativo/boe	25,4	35,3	6,9	12,3	15,6	21,3	5,2	6,2	22,2	31,0
G&A, G&G & otros									(5,6)	(7,4)
EBITDA Ajustado/boe									16,6	23,6

a) RIK (Regalías en especie). Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 986 y 1.587 bopd del 4T2020 y el 4T2019, 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 permanecieron estables a USD 28,8 millones en el 4T2020, comparado con los USD 28,7 millones en el 4T2019, en línea con menores volúmenes vendidos y mayores costos de depreciación por boe como resultado de la adquisición de Amerisur.

Bajas por resultados no exitosos de exploración: la baja consolidada por resultados no exitosos de exploración fue de USD 48,9 millones en el 4T2020, comparado con USD 9,0 millones en el 4T2019. Los montos registrados en el 4T2020 incluyen USD 46,6 millones relativos a los costos de exploración incurridos en años anteriores en los bloques Tierra del Fuego y Fell en Chile, más costos asociados a los proyectos de exploración no exitosos en Colombia, incluyendo el prospecto de exploración Aguila en el bloque CPO-5 y los costos de reingreso relativos al pozo Grulla 1 en el bloque Llanos 94 (no operado por GeoPark, con una participación del 50%).

Deterioro de activos no financieros: el deterioro consolidado no en efectivo de activos no financieros ascendió a USD 35,4 millones en el 4T2020 (USD 31,7 millones registrados en el bloque Fell en Chile, USD 3,0 millones en el bloque Morona en Perú y USD 0,7 millones en el bloque REC-T-128 en Brasil) relativo principalmente a los costos incurridos en años anteriores. Una pérdida contable no en efectivo se contabiliza como el monto por el cual el valor contable de un activo excede su valor recuperable.

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 37 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 31 de diciembre de 2020, disponible en la página web de la Compañía.

Otros ingresos (gastos): otros gastos operativos mostraron una pérdida de USD 2,7 millones en el 4T2020, comparado con una pérdida de USD 2,4 millones en el 4T2019.

RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y GANANCIAS DEL PERÍODO

Gastos financieros: los gastos financieros netos aumentaron a USD 16,4 millones en el 4T2020, en comparación con USD 12,2 millones en el 4T2019 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 6,3 millones en el 4T2020 comparado con una pérdida de USD 1,8 millones en el 4T2019.

Impuesto a las ganancias: los impuestos a las ganancias totalizaron una pérdida de USD 13,4 millones en el 4T2020, en comparación con USD 17,9 millones de pérdida en el 4T2019, principalmente como resultado de menores resultados antes del impuesto a las ganancias y la reducción de una parte de las pérdidas impositivas y otros impuestos a las ganancias diferidos en Chile, Brasil y Argentina, parcialmente compensado por el efecto de las fluctuaciones de las monedas locales sobre impuestos a las ganancias diferidos.

Resultado: pérdidas de USD 119,2 millones en el 4T2020, en comparación con una pérdida de USD 0,2 millones registrada en el 4T2019, debido principalmente a menores ingresos y el impacto de gastos por deterioro, bajas y mayores gastos financieros, parcialmente compensado por menores costos operativos y de producción, gastos de ventas, G&A y G&G.

BALANCE:

Efectivo y equivalentes de efectivo: el efectivo y los equivalentes de efectivo totalizaron USD 201,9 millones al 31 de diciembre de 2020 comparado con USD 111,2 millones al 31 de diciembre de 2019. El efectivo generado por actividades operativas fue de USD 168,7 millones y el efectivo generado por actividades de financiación fue de USD 271,1 millones, parcialmente compensado por efectivo utilizado en actividades de inversión de USD 347,6 millones.

El efectivo generado de las actividades de financiación de USD 271,1 millones incluyó principalmente ganancias netas de la emisión del Bono 2027 por USD 342,5 millones, compensado parcialmente por pagos de intereses por USD 37,6 millones, pagos de alquiler por USD 9,4 millones, USD 11,9 millones relativos a la adquisición de la participación no controlada de LG International en Colombia y Chile en el 2018, distribución de efectivo por USD 4,9 millones, pagos de recompra de acciones por USD 4,0 millones y pagos de capital de corto plazo por USD 3,6 millones.

El efectivo utilizado en actividades de inversión de USD 347,6 millones incluyó la adquisición de Amerisur por USD 272,3 millones (netos de efectivo recibido), y gastos orgánicos de capital por USD 75,3 millones.

Deuda financiera: la deuda financiera total, neta de costos de emisión, fue de USD 784,6 millones, incluyendo el Bono 2024, el Bono 2027 y otros préstamos bancarios de corto plazo totalizando USD 3,7 millones. Al 31 de diciembre de 2020, la deuda financiera a corto plazo era de USD 17,7 millones.

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 27 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 31 de diciembre 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 Aj. LTM	Cobertura Interés LTM
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
4T2020	784,6	201,9	582,7	2,7x	4,5x

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 27 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 31 de diciembre 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 12 meses, alcanzando ahora 25.500 bopd en el 1T2021, 25.500 bopd en el 2T2021, 18.000 bopd en el 3T2021, 17.500 bopd en el 4T2021 y 4.500 bopd en el 1T2022. 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
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	5.500	40,0	N/D	52,8-53,9
	Zero cost collar	Brent	3.500	37,0	N/D	50,0
	Zero cost collar	Vasconia	2.000	35,0	N/D	43,0
	Zero cost collar	Brent	2.000	45,0	N/D	55,5
	Zero cost collar	Brent	2.500	45,0	N/D	59,0
2T2021	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	5.500	40,0	N/D	53,5-53,9
	Zero cost collar	Brent	4.500	40,0	N/D	50,3-50,4
	Zero cost collar	Brent	2.000	45,0	N/D	55,5
	Zero cost collar	Brent	2.500	45,0	N/D	59,0
	Zero cost collar	Brent	2.500	50,0	N/D	57,1-57,3
3T2021	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
	Zero cost collar	Brent	4.500	40,0	N/D	54,0-57,1
	Zero cost collar	Brent	4.500	45,0	N/D	61,2-66,1
	Zero cost collar	Brent	2.500	46,0	N/D	62,5
	Zero cost collar	Vasconia	2.000	41,5	N/D	68,1- 69,0
	Zero cost collar	Brent	2.000	40,0	N/D	56,0
4T2021	Zero cost collar	Brent	2.500	40,0	N/D	50,4-50,5
	Zero cost collar	Brent	4.500	40,0	N/D	54,0-57,1
	Zero cost collar	Brent	4.500	45,0	N/D	61,6-64,1
	Zero cost collar	Brent	2.000	45,0	N/D	71,0
	Zero cost collar	Brent	2.000	50,0	N/D	75,8
	Zero cost collar	Brent	2.500	45,0	N/D	60,4
1T2022	Zero cost collar	Brent	2.500	45,0	N/D	60,4
	Zero cost collar	Brent	2.000	45,0	N/D	76,8

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 8 de los estados financieros consolidados de GeoPark para el año finalizado el 31 de diciembre de 2020, disponible en la página web de la Compañía.

ACTUALIZACIÓN AMBIENTAL, SOCIAL Y DE GOBIERNO CORPORATIVO/SPEED

GeoPark superó todos los objetivos relativos a la salud y seguridad en el 4T2020 y en todo el año 2020, demostrando un excelente desempeño en Salud y Seguridad en el desafiante contexto de una pandemia global.

Métricas de Salud y Seguridad	2020	2019
Lost Time Incident Rate [LTIR- índice de tiempo perdido por lesiones]	0,29	0,61
Moving Vehicle Crash Rate [MVCR- Tasa de accidentes de vehículos en movimiento]	0,13	0,37
Total Tasa de Incidente Registrable [TRIR]	0,87	1,84

Obtención de la Certificación de Bureau Veritas por protocolos de bioseguridad para mitigar y gestionar el impacto de Covid-19 en los bloques Llanos 34 y Platanillo en GeoPark Colombia en junio y nuevamente en diciembre de 2020.

Firma por parte de GeoPark del contrato para conectar el bloque Llanos 34 a la red eléctrica nacional, que cuenta con una capacidad hidroeléctrica instalada del 68%. Se espera que la electrificación del bloque Llanos 34 se encuentre operativa en el 2022 y ayude a reducir las emisiones de carbono y el costo de energía.

En diciembre 2020, se conectó el yacimiento petrolífero Tigana (bloque Llanos 34) al oleoducto ODCA, reduciendo aún más la cantidad de tráfico de camiones en 50 camiones por día en el 2020. Desde la conexión del ODCA al yacimiento petrolífero Jacana en 2019 y agregando la conexión Tigana a la fecha, la compañía ha reducido su tráfico de camiones en un total de 205 camiones por día, reduciendo así también los riesgos operativos, costos y emisiones de carbono.

OTRAS NOTICIAS

El 25 de febrero de 2021 algunas comunidades en la Cuenca Putumayo comenzaron a manifestarse en contra del Gobierno de Colombia por la erradicación de plantaciones de coca en el área. La manifestación no está dirigida a GeoPark o a la industria del petróleo, sin embargo, a fin de proteger a sus empleados, GeoPark evacuó a todo el personal y cerró la producción de Platanillo de 2.400 bopd desde el 4 de marzo de 2021. Se están generando conversaciones entre el Gobierno y las comunidades locales y la Compañía espera que este tema sea resuelto para poder reiniciar las operaciones y la producción normalmente.

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

Colombia (En millones de USD)	4T2020	4T2019
Venta de petróleo crudo:	91,6	134,6
Venta de gas:	0,6	0,5
Ingresos	92,2	135,1
Costos operativos y de producción ^a	-26,9	-30,0
EBITDA Ajustado	60,5	85,5
Gastos de capital ^b	25,5	22,1

Chile (En millones de USD)	4T2020	4T2019
Venta de petróleo crudo:	1,3	2,5
Venta de gas:	3,5	5,4
Ingresos	4,8	7,8
Costos operativos y de producción ^a	-2,8	-4,2
EBITDA Ajustado	0,3	2,5
Gastos de capital ^b	0,4	4,6

Brasil (En millones de USD)	4T2020	4T2019
Venta de petróleo crudo:	0,1	0,8
Venta de gas:	4,5	6,7
Ingresos	4,6	7,5
Costos operativos y de producción ^a	-1,2	-1,9
EBITDA Ajustado	2,2	4,3
Gastos de capital ^b	0,1	1,6

Argentina (En millones de USD)	4T2020	4T2019
Venta de petróleo crudo:	4,4	6,5
Venta de gas:	0,6	1,1
Ingresos	5,1	7,6
Costos operativos y de producción ^a	-3,9	-6,1
EBITDA Ajustado	-1,7	-1,9
Gastos de capital ^b	0,0	8,0

- a) Costos operativos y de producción = Costos operativos + Regalías+ Pagos basados en acciones.
b) Las inversiones en 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
(INFORMACION TRIMESTRAL SIN AUDITAR)

(En millones de USD)

	4T2020	4T2019	FY2020	FY2019
INGRESOS				
Venta de petróleo crudo:	97,5	144,4	359,6	579,0
Venta de gas:	9,2	13,7	34,1	49,9
INGRESO TOTAL	106,7	158,1	393,7	628,9
Contratos de gestión de riesgo de commodities	-17,5	-6,5	8,1	-22,5
Costos operativos y de producción:	-34,9	-42,3	-125,1	-169,0
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	-4,8	-5,7	-14,9	-18,6
Gastos administrativos (G&A)	-16,0	-21,3	-50,3	-60,8
Gastos de venta	-0,9	-2,8	-5,8	-14,1
Depreciación	-28,8	-28,7	-118,1	-105,5
Bajas por resultados no exitosos de exploración	-48,9	-9,0	-52,7	-18,3
Pérdida por deterioro en activos no financieros	-35,4	-7,6	-133,9	-7,6
Otros operativos	-2,7	-2,4	-11,7	-1,8
(PÉRDIDA) RESULTADO OPERATIVO	-83,1	31,7	-110,7	210,7
Costos financieros, neto	-16,4	-12,2	-61,4	-38,7
Ganancia por Cambio de Divisas (pérdida)	-6,3	-1,8	-13,0	-2,5
(PÉRDIDA) RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	-105,8	17,7	-185,1	169,5
Impuesto a las ganancias:	-13,4	-17,9	-47,9	-111,8
(PÉRDIDA) RESULTADOS PARA EL PERIODO	-119,2	-0,2	-233,0	57,8

ESTADO DE POSICIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO RESUMIDO

(En millones de USD)	Dic '20	Dic '19
Activo no corriente		
Propiedad, planta y equipos	614,7	567,8
Otros activos no corrientes	54,0	58,4
Total activo no corriente	668,7	626,2
Activo corriente		
Existencias	13,3	11,4
Créditos comerciales	46,9	44,2
Otros activos corrientes	29,5	59,2
Efectivo en bancos y en caja	201,9	111,2
Total activo corriente	291,6	225,9
Total activo	960,3	852,1
Patrimonio neto		
Atribuible a propietarios de GeoPark	-109,2	132,9
Total patrimonio neto	-109,2	132,9
Pasivo no corriente		
Préstamos	766,9	420,1
Otros pasivos no corrientes	105,9	84,2
Total pasivo no corriente	872,8	504,3
Pasivo corriente		
Préstamos	17,7	17,3
Otros pasivos corrientes	179,0	197,6
Total pasivo corriente	196,7	214,9
Total pasivo	1.069,5	719,2
Total pasivo y patrimonio	960,3	852,1

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

(En millones de USD)	4T2020	4T2019	FY2020	FY2019
Flujo de efectivo generado por las actividades operativas	77,1	78,5	168,7	235,4
Flujo de efectivo (utilizado en) actividades de inversión	-26,0	-38,2	-347,6	-119,3
Flujo de efectivo (utilizado) de las actividades de financiación	-13,1	-10,7	271,1	-132,5

CONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO A (PÉRDIDA) RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS

FY2020 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros ^(a)	Total
EBITDA Ajustado	218,5	8,1	4,8	1,2	-15,1	217,5
Depreciación	-63,7	-33,6	-3,7	-16,6	-0,5	-118,1
Contratos de gestión de riesgo de commodities no obtenidos	-13,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-13,0
Bajas por resultados no exitosos de exploración y deterioro	-2,0	-132,1	-2,3	-16,2	-34,0	-186,5
Pago basado en acciones	-0,7	-0,2	-0,1	-0,3	-7,1	-8,4
Contabilización de contratos de arrendamiento- NIIF 16	5,8	0,1	2,2	0,9	0,4	9,4
Otros	-0,2	-1,0	0,3	-1,6	-9,2	-11,7
RESULTADO OPERATIVO (PÉRDIDA)	144,8	-158,6	1,2	-32,6	-65,5	-110,7
Costos financieros, neto						-61,4
Cargos por cambio de divisas, neto						-13,0
PÉRDIDA ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						-185,1

FY2019 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros ^(a)	Total
EBITDA Ajustado	367,1	8,3	11,8	0,9	-24,7	363,3
Depreciación	-46,9	-34,8	-7,4	-15,6	-0,7	-105,5
Contratos de gestión de riesgo de commodities no obtenidos	-26,4	-	-	-	-	-26,4
Bajas por resultados no exitosos de exploración y deterioro	-	-	-5,1	-20,7	-	-25,8
Pago basado en acciones	-0,4	0,0	-0,1	-0,1	-2,1	-2,7
Contabilización de contratos de arrendamiento- NIIF 16	1,1	0,2	2,2	0,9	0,5	4,9
Otros	3,4	-0,5	0,4	0,5	-0,9	3,0
RESULTADO OPERATIVO (PÉRDIDA)	297,8	-26,9	1,7	-34,1	-27,9	210,7
Costos financieros, neto						-38,7
Cargos por cambio de divisas, neto						-2,5
PÉRDIDA ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						169,5

(a) Incluye Perú, Ecuador y Corporativo.

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

4T2020	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Total
Costos operativos (USD mm)	16,5	2,6	0,9	3,1	22,9
NIIF 16 (USD mm)	1,2	0,0	0,5	0,1	1,8
Costos operativos- EBITDA EBITDA Aj. (USD mm)	17,6	2,6	1,4	3,2	24,8
Volumen de ventas (mmboc)	2,7	0,3	0,2	0,2	3,3
Costos operativos por boc- EBITDA	6,5	8,9	7,6	18,5	7,4

4T2019	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Total
Costos operativos (USD mm)	15,5	4,0	1,3	4,9	25,7
NIIF 16 (USD mm)	-0,2	0,0	0,5	0,1	0,4
Costos operativos- EBITDA EBITDA Aj. (USD mm)	15,3	4,0	1,8	5,0	26,1
Volumen de ventas (mmboc)	2,9	0,3	0,2	0,2	3,6
Costos operativos por boc- EBITDA	5,2	13,9	7,5	26,0	7,2

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

	4T2020	4T2019
Gastos administrativos (USD mm)	16,0	21,3
Pagos basados en acciones (USD mm)	-2,1	-1,3
NIIF 16 (USD mm)	0,1	0,1
Gastos G&A EBITDA Aj. (USD mm)	14,0	20,1
Volumen de ventas (mmboe)	3,3	3,6
G&A por boe- EBITDA	4,2	5,5

	4T2020	4T2019
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	4,8	5,7
Pagos basados en acciones (USD mm)	-0,2	0,0
NIIF 16 (USD mm)	0,1	0,1
Asignación a proyectos capitalizados (USD mm)	0,0	1,0
Gastos G&G - EBITDA Aj. (USD mm)	4,7	6,8
Volumen de ventas (mmboe)	3,3	3,6
G&G por boe- EBITDA	1,4	1,9

INFORMACIÓN DE TELECONFERENCIA

El equipo directivo de GeoPark tendrá una conferencia telefónica el 11 de marzo de 2021 a las 10 de la mañana (hora estándar del Este) a fin de tratar los resultados financieros del 4T2020.

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 clic aquí debajo:

<https://event.on24.com/wcc/r/3025676/EB89DBA8EDDE93E7204B5A41AED946E0>

Los interesados pueden participar en la conferencia telefónica llamando a los números que figuran a continuación:

Participantes de Estados Unidos: 833-945-1670

Participantes internacionales: +1 929-517-9721

Código de entrada: 2093194

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
T: +562 2242 9600

ssteimel@geo-park.com

Miguel Bello
Market Access Director
T: +562 2242 9600

mbello@geo-park.com

Diego Gully
Investor Relations Director
T: +5411 4312 9400

dgully@geo-park.com

MEDIOS:

Departamento de Comunicaciones

communications@geo-park.com

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 incorporaciones 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 las iniciativas de reducción de costos, la producción esperada o futura, crecimiento de la producción y rendimiento operativo y financiero, netback operativo por boe, oportunidades futuras y nuestro plan de gastos 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.