



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK REPORTA LOS RESULTADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DEL 2020

COMPAÑÍA NAVEGÓ UN DESAFIANTE SEGUNDO TRIMESTRE AHORA ESTÁ REACTIVANDO OPERACIONES CON NUEVA PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Bogotá, Colombia- 5 de agosto de 2020 - GeoPark Limited ("GeoPark" o la "Compañía") (NYSE: "GPRK"), la Compañía latinoamericana independiente líder en exploración, operación y consolidación de petróleo y gas con operaciones y plataformas de crecimiento en Colombia, Perú, Argentina, Brasil, Chile y Ecuador informa sus resultados financieros consolidados correspondientes al trimestre finalizado el 30 de junio de 2020 ("Segundo Trimestre" o "2T2020"). A fin de analizar los resultados financieros del 2T2020 se realizará una conferencia telefónica el 6 de agosto 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 junio de 2020 y 2019, disponibles en el sitio web de la Compañía.

DATOS MÁS SIGNIFICATIVOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE 2020

Acciones y respuestas relativas a la producción y la perforación

- A inicios del trimestre, se suspendieron todas las operaciones de perforación y de *workover*, incluyendo el cierre de 8 plataformas.
- Tomando en cuenta factores de salud y seguridad, de costos, de reservorio, y mecánicos, entre 6.500-7.500 boepd fueron temporalmente cerrados durante el período de precio más bajo.
- A medida que los precios se incrementaban, la mayoría de estos yacimientos y pozos se fueron reabriendo, recuperando aproximadamente 5.000-5.500 boepd (70-80% de la producción cerrada) con una producción actual aproximada de 40.000 boepd y un promedio trimestral de 36.912 boepd (6% menos que el 2T2019).
- Se ha reiniciado la perforación con un programa revisado de 6-8 pozos brutos en el bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%) y 1-2 pozos brutos en el bloque CPO-5 (no operado por GeoPark con una participación del 30%). Se han reiniciado las operaciones de mantenimiento de pozos y de *workover*.

Acciones y respuestas relativas a costos e inversión

- Se suspendieron los gastos de capital con una reducción del 80% a USD 5,8 millones.
- Se redujeron los costos operativos y de producción en un 55% a USD 20,7 millones.
- Se redujeron los costos operativos por boe¹ en un 26% a USD 6,0 por boe (24% menos que el 1T2020).
- Se redujeron los costos G&A/G&G en un 19% a USD 14,3 millones.
- La combinación de reducciones en costos e inversión totalizó más de USD 290 millones en toda la plataforma regional.
- Con precios fortalecidos, se revisó el programa de trabajo total 2020 incrementando a USD 65-75 millones (de los USD 45-50 millones anteriores), apuntando a una producción promedio de 40.000-42.000 boepd y netbacks operativos de USD 230-260 millones, a un precio del petróleo Brent de USD 35-40 por bbl².

Acciones y respuestas relativas a la preservación de efectivo y gestión del riesgo

- USD 157,5 millones de efectivo y equivalentes de efectivo (comparado con USD 165,5 millones al inicio del trimestre).

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

² Estimación del precio de petróleo Brent desde junio a diciembre 2020, asumiendo un diferencial Brent/ Vasconia que promedie los USD 5 por bbl.

- EBITDA Ajustado de USD 27,8 millones (o USD 8,9 por boe), con pérdida neta de USD 19,9 millones, incluyendo la reducción de créditos impositivos en Perú por USD 14,4 millones.
- Facilidad "safety-net" de prepago de petróleo de USD 75 millones, con USD 50 millones comprometidos, sin montos retirados.
- USD 140,3 millones en líneas de crédito no comprometidas.
- Perfil de vencimiento de deuda financiera a largo plazo sin pagos de capital hasta septiembre de 2024.
- S&P y Fitch reafirmaron la calificación crediticia corporativa a largo plazo de GeoPark como B+.
- El programa de cobertura cubrió exitosamente el precio de petróleo base y proporcionó USD 14,3 millones de ganancia obtenida en el 1S2020, con nuevas coberturas incorporadas para los próximos 12 meses.

Acciones y respuestas relativas a SPEED/ESG

- SPPED es el exitoso Sistema Integrado de Valores de GeoPark, que incorpora la salud y seguridad y el bienestar de los empleados, a los criterios de ESG.
- Protocolos, medidas preventivas y planes de respuesta de crisis en los seis países que conforman nuestra plataforma.
- Equipos en campo reducidos rápidamente a un mínimo con equipos de back-up y contingencias preparados para mantener al personal trabajando de manera segura y la producción fluyendo.
- Primera Compañía en el sector E&P en Colombia en obtener la certificación de Bureau Veritas en protocolos de bioseguridad para mitigar y gestionar el impacto de COVID-19 en las operaciones de GeoPark Colombia.
- GeoPark se comprometió con las comunidades locales en la implementación de un rango de medidas extraordinarias para combatir el COVID-19 con esfuerzos a nivel local, regional y federal para dar soporte y compensar los recursos locales limitados.
- Conexión del bloque Llanos 34 a la red energética regional e inicio de proyectos de energía renovable con miras a reducciones adicionales en costos y mejor comportamiento de la huella de carbono.
- Designación de Sylvia Escovar de Bogotá, Colombia y Somit Varma de Washington DC como nuevos miembros independientes del Directorio de GeoPark (ocupando puestos vacantes y llevando a 8 el número de miembros del Directorio).

Creando una Compañía mejor y más sólida

- Optimización de la compañía en todo el portfolio para mejorar la estructura general de costo y aprovechar las sinergias disponibles y nueva tecnología innovadora.
- Revisión integral en todos los departamentos y capacidades, con reorganización del equipo de gestión de activos y reducción de oficinas en toda la región.
- Se inició el proceso formal para el retiro del bloque no productivo Morona³ en Perú debido a la prolongada fuerza mayor que permite la terminación del contrato de licencia.
- Se recibieron aprobaciones regulatorias para reclasificar en oleoducto la línea de flujo que conecta el bloque Llanos 34 a la infraestructura regional, contribuyendo a la reducción del riesgo operacional, de costos y de huella de carbono.

James F. Park, CEO de GeoPark, expresó: "Gran respeto y aprecio por el equipo de GeoPark por gestionar con éxito uno de los peores, más severos y más complejos colapsos en la historia de nuestra volátil industria, manejando, entre tanto, una pandemia global, extensas cuarentenas, cambios bruscos en el mercado e impredecibles acciones gubernamentales. Es difícil capturar la dinámica y los increíbles esfuerzos operacionales y financieros realizados durante este período para mostrar las métricas y comparaciones trimestrales habituales, ya que tantas cosas sucedieron al mismo tiempo. Primero, respondimos a un período extremo e incierto que necesitaba ser manejado de manera rápida y decisiva. Y luego, al fortalecimiento que proporcionó una oportunidad de comenzar de manera conservadora a re-balancearnos y recuperarnos. Creemos que esta tormenta aún no ha terminado y estamos preparados para el tiempo que dure. Nuestra empresa nació en una crisis en 2002 y mostró, una vez más, que podemos mantenernos enfocados y navegar a través de estas turbulencias. Y, por mucho que estos tiempos duelan, GeoPark siempre ha resurgido mejor y más fuerte y estamos en camino de volver a hacerlo. Asimismo, nos complace dar la bienvenida a Sylvia Escovar y a Somit Varma a nuestro Directorio, dos ejecutivos respetados y consumados que ayudarán a impulsar a GeoPark hacia nuestro futuro energético prometedor."

³ Al 31 de diciembre de 2019, el bloque Morona contaba con reservas netas 1P PRMS por 19,2 millones de barriles, reservas netas 2P PRMS por 31,3 millones de barriles y reservas netas 3P PRMS por 121,4 millones de barriles, tal ha sido certificado por DeGolyer and MacNaughton ("D&M").

DESEMPEÑO OPERATIVO CONSOLIDADO

Indicadores clave de desempeño:

Indicadores Clave	2T2020	1T2020	2T2019	1S2020	1S2020
Producción de petróleo ^a (bopd)	32.504	40.861	34.261	36.683	34.309
Producción de gas (mcfpd)	26.448	29.206	29.642	27.827	30.413
Producción neta promedio (boepd)	36.912	45.731	39.201	41.322	39.378
Precio de petróleo Brent (USD por bbl)	33,1	50,8	68,4	42,0	66,2
Precio obtenido combinado (USD por boe)	17,8	34,4	50,5	27,0	47,5
- Petróleo (USD por bbl)	18,6	37,0	56,0	28,9	52,3
- Gas (USD por mcf)	2,8	3,9	4,5	3,3	4,7
Venta de Petróleo crudo (en millones de USD)	49,0	123,8	158,8	172,8	296,4
Venta de gas (en millones de USD)	6,6	9,4	10,7	16,1	23,3
Ingresos (en millones de USD)	55,7	133,2	169,5	188,9	319,6
Contratos de gestión de riesgo de commodities (en millones de USD)	-9,1	32,0	0,8	22,9	-20,5
Costos operativos y de producción ^b (en millones de USD)	-20,7	-41,1	-46,0	-61,8	-84,9
G&G, G&A ^c y gastos de venta (en millones de USD)	-15,9	-19,1	-22,9	-35,0	-42,5
EBITDA Ajustado (en millones de USD)	27,8	77,7	98,7	105,5	191,0
EBITDA Ajustado (USD por boe)	8,9	20,1	29,4	15,1	28,4
Netback operativo (USD por boe)	13,0	24,1	35,2	19,1	33,4
Resultados netos (pérdida) (en millones de USD)	-19,9	-89,5	31,5	-109,4	51,2
Gastos de capital (en millones de USD)	5,8	33,7	28,8	39,5	66,1
Adquisición de Amerisur ^d (en millones de USD)	-	272,3	-	272,3	-
Efectivo y equivalentes de efectivo (en millones de USD)	157,5	165,5	68,9	157,5	68,9
Deuda financiera a corto plazo (en millones de USD)	19,9	12,3	18,0	19,9	18,0
Deuda financiera a largo plazo (en millones de USD)	763,5	763,1	424,6	763,5	424,6
Deuda neta (en millones de USD)	625,9	609,9	373,7	625,9	373,7

a) Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 1.286, 1.807 y 1.196 bopd del 2T2020, 1T2020 y 2T2019, 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 2,0 millones, USD 1,9 millones y USD 0,2 millones en el 2T2020, 1T2020 y 2T2019, 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 6% a 36.912 boepd en el 2T2020 de 39.201 boepd en el 2T2019, debido a los cierres temporales de la producción para preservar el valor para los accionistas y minimizar la actividad de contratistas y empleados en los yacimientos. No se perforaron pozos nuevos y se realizaron actividades de mantenimiento limitadas durante el trimestre, parcialmente compensado por la incorporación de 4.651 bopd de la reciente adquisición de Amerisur Resources Plc ("Amerisur") en Colombia. El petróleo representó el 88% de la producción total reportada en el 2T2020, comparado con el 87% en el 2T2019.

Para más detalles, remitirse a los Resultados Operacionales del 2T2020 publicados el 15 de julio de 2020.

Precios obtenidos y de referencia del petróleo: el precio del petróleo crudo Brent promedió los USD 33,1 por bbl en el 2T2020, USD 35,3 por bbl menos que los niveles del 2T2019. El precio de venta consolidado obtenido del petróleo promedió los USD 18,6 por bbl en el 2T2020, USD 37,4 por bbl menos que los USD 56,0

por bbl en el 2T2019, reflejando un mayor marcador diferencial local en Colombia parcialmente compensado por menores descuentos comerciales y de transporte.

En Colombia, el diferencial de marcador local promedió los USD 6,5 por bbl en el 2T2020, comparado con USD 1,8 por bbl en el 2T2019. Los descuentos comerciales y de transporte mejoraron USD 2,4 por bbl y promediaron USD 8,6 por bbl en el 2T2020, comparado con USD 11,0 por bbl en el 2T2019, 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 2T2020 y 2T2019:

2T2020- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina
Precio de petróleo Brent*	33,1	29,2	33,1
Diferencial del marcador local	(6,5)	-	-
Descuentos comerciales y de transporte	8,6	(7,2)	-
Otros	-	-	(1,4)
Precio obtenido de petróleo	18,0	22,0	32,0
Peso en mix de venta de petróleo	95%	1%	4%

2T2019- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina
Precio de petróleo Brent*	68,4	67,4	68,4
Diferencial del marcador local	(1,8)	-	-
Descuentos comerciales y de transporte	11,0	(7,3)	-
Otros	-	-	(7,9)
Precio obtenido de petróleo	55,6	60,1	60,5
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 67% a USD 55,7 millones en el 2T2020 comparado con USD 169,5 millones del 2T2019, reflejando precios de petróleo más bajos y en menor medida, menores ventas.

Ventas de petróleo crudo: los ingresos consolidados por petróleo disminuyeron un 69% a USD 49,0 millones en el 2T2020, impulsados principalmente por una disminución del 67% en los precios obtenidos de petróleo y un 7% menos de ventas. Los ingresos por petróleo representaron el 88% de los ingresos totales en comparación con el 94% del 2T2019.

- Colombia: en el 2T2020, los ingresos por petróleo disminuyeron un 70% a USD 44,6 millones debido a menores precios obtenidos de petróleo y menores ventas de éste. Los precios obtenidos disminuyeron un 68% a USD 18,0 debido a menores precios de petróleo Brent y mayor diferencial Vasconia, parcialmente compensado por menores descuentos comerciales y de transporte. Las ventas de petróleo disminuyeron un 6% a 28.441 bopd, reflejando cierres temporales e inactividad de perforación, parcialmente compensado por la reciente adquisición de Amerisur. Los pagos *earn-out* de Colombia disminuyeron un 71% a USD 1,9 millones en el 2T2020, comparado con USD 6,5 millones en el 2T2019, en línea con menores ingresos de petróleo en el bloque Llanos 34.
- Chile: en el 2T2020, los ingresos por petróleo descendieron un 80% a USD 0,5 millones debido a menores precios de petróleo y volúmenes vendidos. Los precios de petróleo obtenidos disminuyeron un 63% a USD

22,0 por bbl, en línea con menores precios de petróleo Brent. Las ventas de petróleo disminuyeron un 45% a 251 bopd debido a los cierres temporales, trabajos de mantenimiento limitados e inactividad en la perforación, combinado con el deterioro natural de los yacimientos.

- Argentina: en el 2T2020, los ingresos por petróleo descendieron un 58% a USD 3,7 millones debido a menores precios de petróleo y menores ventas. Los precios de petróleo obtenidos disminuyeron un 47% a USD 32,0 por bbl debido a la disociación de los precios de petróleo locales a los internacionales, mientras que las ventas de petróleo disminuyeron un 21% a 1.271 bopd debido a los cierres temporales, 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 38% a USD 6,6 millones en el 2T2020 comparado con USD 10,7 millones en el 2T2019, reflejando precios de gas un 38% más bajos y volúmenes de venta sin variaciones. Los ingresos por gas representaron el 12% de los ingresos totales en comparación con el 6% del 2T2019.

- Chile: en el 2T2020, los ingresos por gas disminuyeron un 21% a USD 4,1 millones reflejando menores precios de gas, parcialmente compensado por mayores ventas de gas. Los precios del gas descendieron un 41%, o USD 2,6 por mcf (USD 15,7 por boe) en el 2T2020 debido a precios más bajos del metanol. El desarrollo exitoso del yacimiento de gas Jauke y el reciente descubrimiento del yacimiento de gas Jauke Oeste aumentaron las ventas de gas en un 34% a 17.083 mcfpd (2.847 boepd).
- Brasil: en el 2T2020, los ingresos por gas descendieron un 66% a USD 1,4 millones debido a menores ventas y menores precios de gas. Las ventas de gas cayeron un 61% en el yacimiento de gas Manatí (no operado por GeoPark con una participación del 10%) a 3.593 mcfpd (599 boepd) debido a la menor demanda de gas en Brasil. Los precios del gas disminuyeron un 13% 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 2T2020, los ingresos por gas disminuyeron un 29% a USD 0,8 millones como resultado de menores precios de gas, y en menor medida, menores ventas. Los precios de gas disminuyeron un 26% a USD 2,5 por mcf (USD 15,0 por boe) debido a las condiciones locales del mercado mientras que las ventas disminuyeron un 3% a 3.546 mcfpd (591 boed) debido a las actividades de optimización destinadas a maximizar los niveles de producción base.

Contratos de gestión de riesgo de commodities: los contratos consolidados de gestión de riesgos de commodities tuvieron una pérdida de USD 9,1 millones en el 2T2020 comparado con una ganancia de USD 0,8 millones en el 2T2019.

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 8,7 millones en el 2T2020 comparado con una ganancia de USD 0,7 millones en el 2T2019. Las ganancias obtenidas en el 2T2020 fueron el resultado de las coberturas vigentes que proporcionaban protección a los precios de petróleo prevalentes durante el 2T2020.

La parte no obtenida de los contratos de gestión de riesgos de commodities tuvieron una pérdida de USD 17,9 millones en el 2T2020 comparado con una ganancia de USD 0,1 millones en el 2T2019. Las pérdidas no obtenidas durante el 2T2020 fueron el resultado de un incremento en la curva del precio Brent comparado con marzo 2020.

GeoPark agregó recientemente nuevas coberturas de petróleo aumentando aún más su protección de riesgo de precio bajo en los próximos doce meses. Tras añadir estas nuevas coberturas, la Compañía cuenta con 27.500 bopd, 25.500 bopd, 15.500 bopd y 13.000 bopd de su producción de petróleo cubierta en el 3T2020 y 4T2020, 1T2021 y 2T2021, respectivamente. Remitirse a la sección "Contratos de gestión de riesgo de commodities relativos al petróleo" más adelante para una descripción de las coberturas vigentes a la fecha de esta publicación.

Costos operativos y de producción⁴: los costos operativos y de producción consolidados disminuyeron un 55% a USD 20,7 millones de USD 46,0 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 2T2020 y 2T2019:

(En millones de USD)	2T2020	2T2019
Costos operativos	17,4	26,5
Regalías	3,2	19,5
Pago basado en acciones	0,1	0,0
Costos operativos y de producción:	20,7	46,0

Los costos operativos consolidados disminuyeron un 34% o USD 9,1 millones a USD 17,4 millones en el 2T2020 comparado con USD 26,5 millones en el 2T2019, debido principalmente a menores costos operativos por boe en Colombia, Chile y Argentina. Los costos operativos consolidados por boe disminuyeron un 26% a USD 6,0 en el 2T2020 de USD 8,1 por boe en el 2T2019.

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

- Colombia: los costos operativos por boe disminuyeron un 11% a USD 4,8 en el 2T2020 comparado con USD 5,4 en el 2T2019. Los costos operativos totales disminuyeron un 21% a USD 11,7 millones, debido a los esfuerzos continuos de reducción de costos, cierres temporales de pozos con costos más altos y el efecto de la devaluación de la moneda local, y en menor medida, debido a una disminución del 6% en los volúmenes vendidos. Estos efectos fueron parcialmente compensados por la incorporación del bloque Platanillo como parte de la adquisición de Amerisur, que tiene costos por boe más altos que el bloque Llanos 34.
- Chile: los costos operativos por boe disminuyeron un 69% a USD 6,2 en el 2T2020 comparado con USD 20,0 en el 2T2019 debido a los esfuerzos continuos de reducción de costos (incluyendo menores actividades de intervención de pozo, eficiencias y la renegociación de contratos existentes), cierres de pozos con costos más altos y la devaluación de la moneda local. Los costos operativos totales disminuyeron un 63% a USD 1,7 millones en el 2T2020 comparado con USD 4,7 millones en el 2T2019, a pesar del incremento del 20% en las ventas de petróleo y gas.
- Brasil: los costos operativos por boe aumentaron a USD 20,5 en el 2T2020 comparado con los USD 8,9 en el 2T2019, debido principalmente al impacto de los costos fijos sobre una menor producción y ventas en el yacimiento de gas Manatí, que disminuyó un 61%. Los costos operativos totales se mantuvieron invariables a USD 0,7 millones en el 2T2020 comparado con en el 2T2019.
- Argentina: los costos operativos por boe disminuyeron un 37% a USD 20,1 en el 2T2020 comparado con USD 31,7 en el 2T2019 debido a los esfuerzos continuos de reducción de costos (incluyendo menores actividades de intervención de pozo, eficiencias y la renegociación de contratos existentes), cierres de pozos con costos más altos y, en menor medida, debido a la devaluación de la moneda local. Los costos operativos totales disminuyeron un 48% a USD 3,3 millones en el 2T2020 comparado con USD 6,3 millones en el 2T2019, debido a menores costos operativos por boe, parcialmente compensado por un 16% menos de ventas de petróleo y gas.

Las regalías consolidadas disminuyeron un 84% o USD 16,3 millones a USD 3,2 millones en el 2T2020 comparado con USD 19,5 millones del 2T2019, principalmente como resultado de precios de petróleo más bajos y, en menor medida, a un 7% menos en las ventas.

Gastos de venta: los gastos de venta consolidados disminuyeron un 69% a USD 1,6 millones en el 2T2020 (de los cuales USD 1,4 millones o USD 0,5 por bbl corresponden a Colombia), comparado con USD 5,3 millones en el 2T2019.

⁴ Los costos operativos por boe representan las cifras utilizadas en el cálculo de EBITDA Ajustado, excluyendo el efecto de la NIIF 16.

Gastos administrativos: los gastos consolidados G&A por boe disminuyeron un 25% a USD 3,1⁵ en el 2T2020 comparado con USD 4,0 en el 2T2019 debido a iniciativas continuas de reducción de costos que incluso sopesaron los costos graduales G&A relativos a la incorporación de las operaciones de Amerisur. Los gastos consolidados totales G&A disminuyeron USD 2,0 millones a USD 11,3 millones en el 2T2020 comparado con los USD 13,3 millones en el 2T2019.

Gastos geológicos & geofísicos: los gastos consolidados G&G por boe disminuyeron un 38% a USD 1,0⁶ en el 2T2020 comparado con USD 1,6 en el 2T2019 debido a iniciativas continuas de reducción de costos, y a pesar de los costos graduales G&G relativos a la incorporación de las operaciones de Amerisur. Los gastos consolidados totales G&G disminuyeron USD 1,3 millones a USD 3,0 millones en el 2T2020 comparado con los USD 4,3 millones en el 2T2019.

EBITDA Ajustado: el EBITDA Ajustado consolidado⁷ disminuyó un 72% a USD 27,8 millones, o USD 8,9 por boe, en el 2T2020 comparado con USD 98,7 millones, o USD 29,4 por boe, in el 2T2019.

- Colombia: EBITDA Ajustado de USD 28,4 millones en el 2T2020.
- Chile: EBITDA Ajustado de USD 2,3 millones en el 2T2020.
- Brasil: EBITDA Ajustado de - USD 0,2 (negativo) millones en el 2T2020.
- Argentina: EBITDA Ajustado de USD 0,4 millones en el 2T2020.
- Corporativo, Ecuador y Perú: EBITDA Ajustado de - USD 3,1 (negativo) millones en el 2T2020.

⁵ 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.

⁶ 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.

⁷ 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 2T2020 y el 2T2019, sobre una base por país y por barril:

EBITDA Ajustado/boe	Colombia		Chile		Brasil		Argentina		Total	
	2T20	2T19	2T20	2T19	2T20	2T19	2T20	2T19	2T20	2T19
Producción (boepd)	31.072	32.191	3.101	2.953	679	1.693	2.060	2.365	36.912	39.201
Existencias, RIK ^a & Otros	(2.262)	(1.663)	(3)	(375)	0	(142)	(198)	(148)	(2.464)	(2.327)
Volumen de ventas (boepd)	28.810	30.528	3.098	2.578	679	1.551	1.862	2.217	34.448	36.874
% Petróleo	98,7%	99,5%	8%	18%	12%	1%	68%	72%	87%	88%
(USD por boe)										
Precio obtenido de petróleo	18,0	55,6	22,0	60,1	29,0	83,0	32,0	60,5	18,6	56,0
Precio obtenido de gas ^b	12,8	36,7	15,7	26,6	24,8	28,5	15,0	20,4	16,6	26,8
Earn-out	(0,7)	(2,4)	-	-	-	-	-	-	(0,7)	(1,9)
Precio combinado	17,2	53,2	16,2	32,5	25,3	29,6	26,6	49,4	17,8	50,5
Contratos de gestión de riesgo de commodities obtenidos	3,3	0,2	-	-	-	-	-	-	2,8	0,2
Costos operativos	(4,8)	(5,4)	(6,2)	(20,0)	(20,5)	(8,9)	(20,1)	(31,7)	(6,0)	(8,1)
Regalías en efectivo	(0,9)	(6,3)	(0,5)	(1,2)	(0,9)	(2,4)	(3,9)	(7,0)	(1,0)	(5,8)
Gastos de venta y otros	(0,5)	(1,8)	(0,2)	(0,4)	(0,1)	-	(0,9)	(1,5)	(0,5)	(1,6)
Netback operativo/boe	14,3	40,0	9,2	11,0	3,9	18,4	1,7	9,2	13,0	35,2
G&A, G&G & otros									(4,1)	(5,8)
EBITDA Ajustado/boe									8,9	29,4

a) RIK (Regalías en especie). Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 1.286 y 1.196 bopd del 2T2020 y el 2T2019, 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 disminuyeron un 6% a USD 23,3 millones en el 2T2020, comparado con los USD 24,8 millones en el 2T2019, en línea con menores volúmenes vendidos.

Bajas por resultados no exitosos de exploración: la baja consolidada por resultados no exitosos de exploración fue de cero en el 2T2020, comparado con USD 0,6 millones en el 2T2019.

Otros ingresos (gastos): otros gastos operativos fueron de USD 7,4 millones en el 2T2020, comparado con una ganancia de USD 0,7 millones en el 2T2019. Otros gastos en el 2T2020 incluyen la reducción de USD 6,0 millones de créditos impositivos de valor agregado en Perú.

RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y GANANCIAS DEL PERÍODO

Gastos financieros: los gastos financieros netos aumentaron a USD 15,9 millones en el 2T2020, en comparación con USD 9,1 millones en el 2T2019 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 ganancia de USD 4,7 millones en el 2T2020 comparado con una pérdida de USD 2,4 millones en el 2T2019. Las ganancias netas en el 2T2020 reflejan principalmente las ganancias no obtenidas en contratos de gestión de riesgo de divisas para mitigar el impacto de las fluctuaciones del peso colombiano.

Impuesto a las ganancias: los impuestos a las ganancias totalizaron una ganancia de USD 12,1 millones en el 2T2020, en comparación con USD 33,6 millones de pérdida en el 2T2019, principalmente como resultado de pérdidas antes de deducir impuestos y el efecto de las fluctuaciones de las monedas locales sobre impuestos a las ganancias diferidos, que fue parcialmente compensado por la reducción de USD 8,4 millones de activos por impuesto diferido en Perú.

Resultado: una pérdida de USD 19,9 millones en el 2T2020, en comparación con una ganancia de USD 31,5 millones registrada en el 2T2019, debido principalmente a menores ganancias operativas y mayores gastos financieros, parcialmente compensado por ganancias por cambio de divisas y menores impuestos a las ganancias.

BALANCE:

Efectivo y equivalentes de efectivo: el efectivo y los equivalentes de efectivo totalizaron USD 157,5 millones al 30 de junio de 2020 comparado con USD 111,2 millones al 31 de diciembre de 2019. El efectivo generado por actividades operativas fue de USD 45,9 millones y el efectivo generado por actividades de financiación fue de USD 313,7 millones, parcialmente compensado por efectivo utilizado en actividades de inversión de USD 311,8 millones.

El efectivo generado por actividades operativas de USD 45,9 millones en el 1S2020 incluyó pagos de impuesto a las ganancias por USD 17,0 millones.

El efectivo generado de las actividades de financiación fue de USD 313,7 millones incluyendo principalmente ganancias netas de la emisión del Bono 2027 por USD 342,5 millones, compensado parcialmente por pagos de intereses por USD 14,0 millones, pagos de alquiler por USD 4,8 millones, 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 311,8 millones incluye la adquisición de Amerisur por USD 272,3 millones (netos de efectivo recibido), y gastos orgánicos de capital por USD 39,5 millones.

Deuda financiera: la deuda financiera total, neta de costos de emisión, fue de USD 783,4 millones, incluyendo el Bono 2024, el Bono 2027 y otros préstamos bancarios de corto plazo totalizando USD 3,5 millones. Al 30 de junio de 2020, la deuda financiera a corto plazo era de USD 19,9 millones.

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

INDICADORES FINANCIEROS^a

(En millones de USD)

Al finalizar el período	Deuda financiera	Efectivo y equivalentes de efectivo	Deuda Neta	Deuda Neta/ EBITDA Ajustado LTM	Cobertura Interés Cobertura
2T2019	442,6	68,9	373,7	1,0x	12,9x
3T2019	435,0	81,6	353,4	1,0x	12,1x
4T2019	437,4	111,2	326,2	0,9x	12,1x
1T2020	775,3	165,5	609,9	1,7x	11,6x
2T2020	783,4	157,5	625,9	2,3x	7,2x

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

Cláusulas sobre Bono 2024: el Bono 2024 prevé compromisos que requieren que la deuda neta al índice de EBITDA Ajustado sea menor a 3,25 veces y el EBITDA Ajustado al índice de interés debería ser 2 veces mayor hasta septiembre 2021. La Compañía se encuentra en cumplimiento de 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 30 de junio de 2020, disponible en la página web de la Compañía.

CONTRATOS DE GESTIÓN DE RIESGO DE COMMODITIES RELATIVOS AL PETRÓLEO

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

Período	Tipo	Referencia	Volúmen (bopd)	Términos del contrato (USD por bbl)		
				Purchased Put o Precio Fijo	Sold Put	Sold Call
3T2020	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	2.500	30,0	N/D	32,15
	Precio fijo	Brent	2.000	32,0	N/D	N/D
	Zero cost collar	Brent	2.000	30,0	N/D	34,60
	Zero cost collar	Brent	7.500	31,7-32,0	N/D	40,0-40,3
	Zero cost collar	Brent	2.500	32,0	N/D	43,9-44,1
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
	Zero cost collar	Brent	2.500	40,0	N/D	50,3-50,4
1T2021	Zero cost collar	Brent	7.500	35,0	N/D	50,3-53,8
	Zero cost collar	Brent	2.000 ⁸	40,0	N/D	53,5-53,9
	Zero cost collar	Brent	3.500	37,0	N/D	50,0
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	2.000 ⁸	40,0	N/D	53,5-53,9
	Zero cost collar	Brent	2.500	40,0	N/D	50,3-50,4

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

⁸ Agregado el 5 de agosto de 2020, no incluido en los estados financieros consolidados de GeoPark del trimestre finalizado el 30 de junio de 2020.

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

Colombia (En millones de USD)	2T2020	2T2019
Venta de petróleo crudo:	44,6	147,2
Venta de gas:	0,4	0,5
Ingresos	45,0	147,7
Costos operativos y de producción ^a	-14,0	-32,3
EBITDA Ajustado	28,4	100,1
Inversiones en bienes de capital ^b	4,7	18,0

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

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

Argentina (En millones de USD)	2T2020	2T2019
Venta de petróleo crudo:	3,7	8,8
Venta de gas:	0,8	1,1
Ingresos	4,5	10,0
Costos operativos y de producción ^a	-4,0	-7,7
EBITDA Ajustado	0,4	1,9
Inversiones en bienes de capital ^b	0,0	3,2

- 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)

	2T2020	2T2019	2S2020	2S2019
INGRESOS				
Venta de petróleo crudo	49,0	158,8	172,8	296,4
Venta de gas	6,6	10,7	16,1	23,2
INGRESO TOTAL	55,7	169,5	188,9	319,6
Contratos de gestión de riesgo de commodities	-9,1	0,8	22,9	-20,5
Costos operativos y de producción	-20,7	-46,0	-61,8	-84,9
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	-3,0	-4,3	-7,4	-8,6
Gastos administrativos (G&A)	-11,3	-13,3	-24,0	-25,1
Gastos de venta	-1,6	-5,3	-3,6	-8,9
Depreciación	-23,3	-24,8	-62,6	-50,3
Bajas por resultados no exitosos de exploración	-	-0,6	-3,2	-0,9
Pérdida por deterioro en activos no financieros	-	-	-97,5	-
Otros operativos	-7,4	0,7	-7,7	2,0
(PÉRDIDA) RESULTADO OPERATIVO	-20,9	76,6	-56,0	122,6
Costos financieros, neto	-15,9	-9,1	-29,2	-17,9
Ganancia por Cambio de Divisas (pérdida)	4,7	-2,4	-6,1	-1,4
(PÉRDIDA) RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	-32,0	65,1	-91,3	103,3
Impuesto a las ganancias:	12,1	-33,6	-18,1	-52,1
(PÉRDIDA) RESULTADOS PARA EL PERIODO	-19,9	31,5	-109,4	51,2
Participación-no controlada minoritaria	-	-	-	-
ATRIBUIBLE A PROPIETARIOS DE GEOPARK	-19,9	31,5	-109,4	51,2

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

(En millones de USD)	Jun '20	Dic '19
Activo no corriente		
Propiedad, planta y equipos	734,1	567,8
Otros activos no corrientes	64,5	58,4
Total activo no corriente	798,6	626,2
Activo corriente		
Existencias	15,0	11,4
Créditos comerciales	33,6	44,2
Otros activos corrientes	74,7	59,2
Efectivo en bancos y en caja	157,5	111,2
Total activo corriente	280,8	225,9
Total activo	1.079,4	852,1
Patrimonio neto		
Atribuible a propietarios de GeoPark	7,2	132,9
Total patrimonio neto	7,2	132,9
Pasivo no corriente		
Préstamos	763,5	420,1
Otros pasivos no corrientes	120,2	84,2
Total pasivo no corriente	883,7	504,3
Pasivo corriente		
Préstamos	19,9	17,3
Otros pasivos corrientes	168,5	197,6
Total pasivo corriente	188,4	214,9
Total pasivo	1.072,1	719,2
Total pasivo y patrimonio	1.079,4	852,1

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

(En millones de USD)	2T2020	2T2019	1S2020	1S2020
Flujo de efectivo generado por las actividades operativas	7,9	11,8	45,9	93,1
Flujo de efectivo utilizado en las actividades de inversión	-5,8	-28,8	-311,8	-66,1
Flujo de efectivo (utilizado) de las actividades de financiación	-9,5	-60,5	313,7	-85,8

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

1S2020 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	104,7	5,2	0,6	2,5	-7,6	105,5
Depreciación	-35,6	-16,1	-1,6	-9,0	-0,3	-62,6
Contratos de gestión de riesgo de commodities no obtenidos	8,6	0,0	0,0	0,0	0,0	8,6
Bajas por resultados no exitosos de exploración y deterioro	0,0	-53,5	0,0	-16,2	-31,0	-100,7
Pago basado en acciones	-0,2	0,0	0,0	-0,1	-3,6	-3,9
NIIF 16	2,9	0,1	1,1	0,5	0,3	4,8
Otros	-1,2	0,1	0,0	-0,3	-6,1	-7,6
(PÉRDIDA) RESULTADO OPERATIVO	79,2	-64,3	0,1	-22,6	-48,4	-56,0
Costos financieros, neto						-29,2
Cargos por cambio de divisas, neto						-6,1
PÉRDIDA ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						-91,3

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

(a) Incluye Perú, Ecuador y Corporativo.

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

2T2020	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Total
Costos operativos (USD mm)	11,7	1,7	0,7	3,3	17,4
NIIF 16 (USD mm)	0,8	0,0	0,5	0,1	1,4
Costos operativos- EBITDA Aj. (USD mm)	12,5	1,7	1,3	3,4	18,9
Volumen de ventas (mmboe)	2,6	0,3	0,1	0,2	3,1
Costos operativos por boe- EBITDA Aj.	4,8	6,2	20,5	20,1	6,0

2T2019	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Total
Costos operativos (USD mm)	14,8	4,7	0,7	6,3	26,5
NIIF 16 (USD mm)	0,2	0,0	0,5	0,1	0,8
Costos operativos- EBITDA Aj. (USD mm)	14,9	4,7	1,3	6,4	27,2

Volumen de ventas (mmboe)	2,8	0,2	0,1	0,2	3,4
Costos operativos por boe- EBITDA Aj.	5,4	20,0	8,9	31,7	8,1

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

	2T2020	2T2019
Gastos administrativos (USD mm)	11,3	13,3
Pagos basados en acciones (USD mm)	-2,0	0,1
NIIF 16 (USD mm)	0,5	0,7
Gastos G&A EBITDA Aj. (USD mm)	9,8	14,1
Volumen de ventas (mmboe)	3,1	3,4
G&A por boe- EBITDA Aj.	3,1	4,2

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

INICIO DE PROCESO FORMAL PARA RETIRARSE DEL BLOQUE MORONA EN PERÚ

El 15 de julio de 2020, GeoPark notificó a Petroperú y Perupetro su decisión irrevocable de retirarse del bloque no productivo Morona (Bloque 64) en Perú, debido a la prolongada fuerza mayor que permite la terminación del contrato de licencia.

El 10 de enero de 2020, Perupetro declaró el proyecto bajo fuerza mayor con efecto retroactivo al 15 de junio de 2019. Esta fuerza mayor ha estado en vigencia por un período que excede los términos del contrato, permitiendo a GeoPark iniciar de manera legal el proceso formal para retirarse del contrato de licencia, así como también del acuerdo celebrado con Petroperú.

En el 1T2020, GeoPark registró pérdidas contables no en efectivo por USD 31,0 millones y en el 2T2020, GeoPark registró la reducción de USD 14,4 millones en créditos impositivos en Perú (USD 6,0 millones relativos a impuestos de valor agregado y USD 8,4 millones relativos a créditos de impuesto a las ganancias diferidos). Al 30 de junio de 2020, el valor contable de los activos relativos a Perú ascendía a USD 8,5 millones, representando principalmente el equipamiento ubicado en el yacimiento.

Al 31 de diciembre de 2019, el bloque Morona contaba con reservas netas 1P PRMS por 19,2 millones de barriles, reservas netas 2P PRMS por 31,3 millones de barriles y reservas netas 3P PRMS por 121,4 millones de barriles, tal ha sido certificado por DeGolyer and MacNaughton ("D&M").

ACTUALIZACIÓN AMBIENTAL, SOCIAL Y DE GOBIERNO/ SPEED

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

Designación de Sylvia Escovar Gómez

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, D.C.

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 lidera 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 ha sido 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.

Dando apoyo a las comunidades locales durante el COVID-19

Manteniendo su trabajo continuo con las comunidades locales, GeoPark incrementó sus esfuerzos durante la pandemia a fin de proveer apoyo adicional en materia de salud y seguridad y proteger a las comunidades de la potencial exposición.

Además de donar equipamiento médico, incluyendo kits de testeo, máscaras, kits de protección médica y otro equipamiento relativo, GeoPark facilitó la logística para trasladar el equipamiento y trabajó directamente con las autoridades sanitarias locales y federales para aportar suministros médicos adicionales, tal como se garantizó. Y para el sector más vulnerable, GeoPark ha estado proporcionando asistencia alimentaria directa desde el inicio de la crisis.

Proyectos de energía renovable y conexión a la red eléctrica del bloque Llanos 34

Un impulsor clave para seguir mejorando el costo líder en la industria del bloque Llanos 34 y su huella de carbono es la conexión a la red regional de energía y el desarrollo de proyectos de energía renovables, incluyendo un parque solar.

Los proyectos de parque solar y de conexión a la red regional de energía se encuentran actualmente bajo evaluación comercial, y siguiendo las aprobaciones regulatorias habituales se espera se encuentren operativos hacia el 2022. Estos proyectos le permitirán a GeoPark reemplazar una parte importante del consumo de gas y diésel de la Compañía y, cuando se encuentren completamente operativos, se espera que reduzcan el costo de energía por KWH en un 15-20% y reduzcan aún más la intensidad de carbono del bloque Llanos 34 por debajo de los 10-11kg CO2 por bbl.

La intensidad del carbono de GeoPark en su bloque central Llanos 34 era de 13kg CO2 por bbl en el 2019, aproximadamente 30% más bajo que el promedio global de la industria⁹.

INFORMACIÓN DE TELECONFERENCIA

El equipo directivo de GeoPark tendrá una conferencia telefónica el 6 de agosto de 2020 a las 10 de la mañana (hora del Este) sobre los resultados financieros del 2T2020.

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/2505481/EF069FD574C6F73E3C0B4CF69DBCEADB>

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: 9095479

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 más 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.

⁹ El promedio global de la industria se basa en la "Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas: Información de Desempeño Ambiental 2018".

GLOSARIO

EBITDA Ajustado	El EBITDA Ajustado se define como las ganancias para el ejercicio antes del costo financiero neto, impuesto a las ganancias, depreciación, amortización (el efecto de la NIIF 16) ciertos rubros no monetarios, como las desvalorizaciones y bajas de activos por esfuerzos no exitosos, devengamiento de pagos basados en acciones, resultados no obtenidos en contratos de gestión de riesgo de commodities y otros eventos no recurrentes.
EBITDA Ajustado por boe	EBITDA Ajustado dividido por el total de las ventas de boe.
Netback operativo por boe	Ingresos, menos costos operativos y de producción (neto de cargos por depreciación y devengamiento de opciones de compra de acciones y adjudicaciones de acciones, el efecto de la NIIF 16), gastos de venta y resultados obtenidos por contratos de gestión de riesgo de commodities, divididos por los volúmenes totales de ventas de boe. El netback operativo es equivalente al EBITDA Ajustado neto de gastos de efectivo incluido en los Gastos Operativos, Administrativos, Geológicos y Geofísicos y otros gastos operativos.
Bbl	Barril
Boe	Barriles de petróleo equivalente
Boepd	Barriles de petróleo equivalente por día
Bopd	Barriles de petróleo por día
D&M	DeGolyer and MacNaughton
Flujo de efectivo libre	Flujo de efectivo operativo menos flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión.
Costos F&D	Los costos de descubrimiento y desarrollo, calculados como gastos de capital divididos por las adiciones de reservas netas aplicables antes de los cambios en el Capital de Desarrollo Futuro
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, el retiro del bloque Morona por fuerza mayor prolongada, la pandemia por COVID-19, iniciativas de reducción de costos, la producción esperada o futura, crecimiento de la producción y rendimiento operativo y financiero, netback operativo por boe y el plan de inversiones en bienes de capital. Las declaraciones prospectivas se basan en las creencias y suposiciones de la gerencia y en la información actualmente disponible con la que cuenta. Dichas declaraciones están sujetas a riesgos e incertidumbres, y los resultados reales pueden diferir significativamente de los expresados o implícitos en las declaraciones prospectivas debido a distintos factores.

Las declaraciones prospectivas se refieren únicamente a la fecha en que se hacen y la Compañía no asume ninguna obligación de actualizarlas a la luz de nueva información o desarrollos futuros ni de publicar revisiones de estas declaraciones para reflejar hechos o circunstancias posteriores, ni acontecimientos imprevistos. Para un análisis de los riesgos que la Compañía enfrenta, que podrían afectar la realización de las presentes declaraciones, se pueden consultar las presentaciones realizadas ante la Comisión de Valores de Estados Unidos (SEC).

Las cifras de producción de petróleo y gas incluidas en este comunicado están declaradas antes del efecto de las regalías pagadas en especie, consumo y pérdidas. La producción anual por día se obtiene dividiendo la producción total por 365 días.

Información sobre reservas de petróleo y gas: la SEC permite a las compañías de petróleo y gas, en sus presentaciones ante la SEC, revelar sólo reservas probadas, probables y posibles que cumplan con las definiciones de la SEC para tales términos. GeoPark utiliza ciertos términos en este comunicado de prensa, como "Reservas PRMS", que las directrices de la SEC no permiten que GeoPark incluya en las presentaciones ante la SEC. Como resultado, la información en los documentos presentados por la Compañía a la SEC con respecto a las reservas difiere significativamente de la información contenida en este comunicado de prensa.

El VNP10 para las reservas de PRPM 1P, 2P y 3P no es un sustituto de la medida estandarizada del flujo neto de efectivo futuro descontado para las reservas probadas de la SEC.

Las estimaciones de reservas proporcionadas en este comunicado son sólo estimaciones y no hay garantía de que las reservas estimadas se recuperarán. Las reservas reales pueden resultar ser mayores o menores que

las estimaciones aquí proporcionadas. Las declaraciones relativas a reservas son, por su naturaleza, declaraciones prospectivas.

Medidas fuera de las PCGA [Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados/ GAAP en inglés]:

la Compañía considera que el EBITDA Ajustado, el flujo de efectivo libre y el netback operativo por boe son de utilidad porque permite a la compañía evaluar más efectivamente su desempeño operativo y comparar los resultados de sus operaciones de período a período sin tener en cuenta sus métodos de financiamiento o estructura de capital. El cálculo del EBITDA Ajustado, el flujo de caja libre y el netback operativo por boe de la Compañía puede no ser comparable a otras medidas similares de otras compañías.

EBITDA Ajustado: la Compañía define el EBITDA Ajustado como las ganancias para el ejercicio antes del costo financiero neto, impuesto a las ganancias, depreciación, amortización, ciertos rubros no monetarios, como las desvalorizaciones y bajas de activos por esfuerzos no exitosos, devengamiento de pagos basados en acciones, resultados no obtenidos en contratos de gestión de riesgo de commodities y otros eventos no recurrentes. El EBITDA Ajustado no es una medida del beneficio ni del flujo de efectivo según lo determinado por las NIIF. La Compañía excluye los ítems enumerados arriba de los beneficios del período para llegar al EBITDA Ajustado porque estos montos pueden variar sustancialmente de una compañía a otra dentro de nuestra industria dependiendo de los métodos contables y valores contables de los activos, estructuras de capital y el método por el cual los activos fueron adquiridos. El EBITDA Ajustado no debe considerarse como una alternativa o más significativo que el beneficio para el período o los flujos de efectivo de las actividades operativas según lo determinado de acuerdo con las NIIF o como un indicador de nuestro desempeño operativo o liquidez. Ciertos elementos excluidos del EBITDA Ajustado son componentes significativos para comprender y evaluar el desempeño financiero de una empresa, como el costo de capital y la estructura tributaria de una empresa y las cancelaciones significativas y/o recurrentes, así como los costos históricos de los activos depreciables, ninguno de los cuales son componentes del EBITDA Ajustado. Para una conciliación del EBITDA Ajustado con la medida financiera de las NIIF del resultado del ejercicio o período correspondiente, ver los cuadros financieros adjuntos.

Netback operativo por boe: el netback operativo por boe no debe considerarse como una alternativa o más significativo que el beneficio para el período o el flujo de efectivo de las actividades operativas según lo determinado de acuerdo con las NIIF o como un indicador del desempeño operativo o liquidez de la Compañía. Ciertos elementos excluidos del netback operativo por boe son componentes significativos para comprender y evaluar el desempeño financiero de una empresa, como el costo de capital y la estructura tributaria de una empresa y las cancelaciones significativas y/o recurrentes, así como los costos históricos de los activos depreciables, ninguno de los cuales son componentes del netback operativo por boe. El cálculo del netback operativo por boe de la Compañía puede no ser comparable a otras medidas similares de otras compañías. For a reconciliation of Operating Netback per boe to the IFRS financial measure of profit for the year or corresponding period, see the accompanying financial tables.

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