



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK ANUNCIA LA ACTUALIZACIÓN DE SUS OPERACIONES DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2021

EFICIENCIA DE CAPITAL Y PRODUCCIÓN DE BAJO BREAKEVEN IMPULSAN LA SÓLIDA GENERACIÓN DE FLUJO DE EFECTIVO LIBRE

Bogotá, Colombia- 13 de abril 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, anunció hoy la actualización de sus operaciones para el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2021 ("1T2021").

Todas las cifras se encuentran expresadas en dólares estadounidenses. Las comparaciones de crecimiento se refieren al mismo período del año anterior, excepto cuando se especifique lo contrario.

Puntos destacados

Producción de petróleo y gas y reservas

- Producción consolidada de petróleo y gas de 38.131 boepd
- Aumento de la producción de petróleo del bloque CPO-5 (no operado por GeoPark con una participación del 30%) a 13.213 bopd brutos (comparado con 7.833 bopd en el 1T2020 y 10.310 en el 4T2020)
- Reservas desarrolladas probadas de 58,5 mmbob, reservas 1P de 109,3 mmbob, reservas 2P de 174,7 mmbob y reservas 3P de 270,9 mmbob
- Índice de vida de reservas (RLI) 1P y 2P de 7,4 y 11,9 años

Aceleración de la actividad

Bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%):

- Perforación exitosa de cuatro nuevos pozos productores y dos pozos dispositivos
- Tercer equipo de perforación trasladado para iniciar perforación en el 2T2021
- Actualmente iniciando la perforación en el pozo de exploración Batará 1

Bloque CPO-5:

- Se espera que la adquisición continua de 250 km² de sísmica 3D incorpore nuevos targets de exploración
- Se realizan trabajos para el inicio de la perforación del pozo de desarrollo Índico 4 hacia fines del 2T2021

Bloque Platanillo (operado por GeoPark con una participación del 100%):

- Operaciones cerradas temporalmente debido a manifestaciones de comunidades locales contra la erradicación de plantaciones ilegales de coca; se restablecen a una producción actual aproximada de 2.400 bopd

Bloque PUT-8 (operado por GeoPark con una participación del 50%):

- Se espera que la adquisición en marcha de 112 km² de sísmica 3D finalice hacia el 2T2021

Programa de trabajo 2021 completamente financiado y expandido

- Programa de trabajo 2021 de USD 130-150 millones apunta a una producción promedio de 41.000-43.000¹ boepd y un netback operativo de USD 330-370 millones (asumiendo un precio del petróleo Brent de USD 50-55 por bbl)²
- Programa de trabajo flexible rápidamente adaptable a cualquier escenario de precio del petróleo

¹ La producción de 2021 contempla la producción completa anual del yacimiento de gas Manatí en Brasil (actualmente en proceso de venta sujeto a determinadas condiciones y aprobaciones regulatorias) y excluye la producción potencial de perforación de exploración.

² Estimación del precio Brent desde marzo a diciembre 2021, utilizando un diferencial Brent/Vasconia de USD 3-4 por bbl.

Sólido balance de riesgo gestionado

- Se espera una reducción de deuda tras la recientemente anunciada oferta pública de hasta USD 255 millones de los Bonos Senior de la Compañía de 6,500% que vencen en 2024
- USD 187 millones en efectivo y equivalentes de efectivo al 31 de marzo de 2021³
- Línea de crédito 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 comprometidas⁴
- Gestión activa del riesgo con significativas coberturas de petróleo vigentes hasta el 1T2022
- Perfil de vencimiento de deuda financiera a largo plazo sin pagos de capital hasta septiembre de 2024

Acciones de SPEED/ ESG +

- Nuevo acuerdo firmado con el Programa de Desarrollo de las Naciones Unidas (UNDP) para implementar de manera conjunta programas de recuperación económica en los departamentos de Casanare, Putumayo y Meta en Colombia
- Desarrollo de política estratégica de mediano y largo plazo para la reducción de gases de efecto invernadero
- Reactivación de equipos de campo siguiendo las contingencias relativas a la pandemia
- Fortalecimiento del gobierno corporativo y objetivo de alcanzar una mayoría de directores independientes en 2021

Retribución de valor a los accionistas

- Dividendo trimestral en efectivo de USD 0,0206 por acción (USD 1,25 millones) pagados el 9 de abril de 2021
- Reanudación del programa discrecional de recompra de acciones tras la adquisición de 119.289 acciones por USD 1,2 millones desde el 6 de noviembre de 2020, al tiempo que se ejecutan programas de trabajo flexibles y autofinanciados

Detalle de la producción trimestral por país

La siguiente tabla muestra las cifras de producción para el 1T2021, en comparación con el 1T2020:

	Total (boepd)	1T2021 Petróleo (bopd) ^a	Gas (mcfpd)	1T2020 Total (boepd)	% Cambio
Colombia	31.455	31.222	1.393	38.723	-19%
Chile	2.491	328	12.980	3.121	-20%
Brasil	1.984	25	11.753	1.290	54%
Argentina	2.201	1.302	5.396	2.597	-15%
Total	38.131	32.877	31.522	45.731	-17%

a) Incluye regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 1.101 bopd en el 1T2021. No se pagaron regalías en especie en Brasil, Chile ni Argentina.

Evolución trimestral de la producción

(boepd)	1T2021	4T2020	3T2020	2T2020	1T2020
Colombia	31.455	31.858	31.297	31.072	38.723
Chile	2.491	3.133	3.610	3.101	3.121
Brasil	1.984	2.167	1.581	679	1.290
Argentina	2.201	2.146	2.357	2.060	2.597
Total	38.131	39.304	38.845	36.912	45.731
Petróleo	32.877	33.238	32.875	32.504	40.861
Gas	5.254	6.065	5.970	4.408	4.870

³ Sin auditar

⁴ Al 31 de diciembre de 2020 (sin auditar).

Actualización de la producción de petróleo y gas

Consolidado:

La producción de petróleo y gas disminuyó 17% en el 1T2021 a 38.131 boepd frente a los 45.731 boepd en el 1T2020 debido a la suspensión o reducción temporal de las actividades de perforación y mantenimiento durante el 2020 en Colombia, Chile y Argentina, como parte de la respuesta de gestión de riesgo de la Compañía para preservar el valor de los accionistas y minimizar la actividad de los contratistas y empleados en los yacimientos como consecuencia del menor precio de petróleo y contingencias relativas a la pandemia. El petróleo representó el 86% y 87% de la producción total reportada en el 1T2021 y 1T2020, respectivamente.

Colombia:

La producción neta promedio de petróleo y gas en Colombia disminuyó a 31.455 boepd en el 1T2021 comparado con los 38.723 boepd en el 1T2020, lo que refleja actividades de perforación y mantenimiento limitadas o temporalmente suspendidas en los bloques Llanos 34 y Platanillo, lo que fue parcialmente compensado por un incremento de la producción en el bloque CPO-5.

La producción neta promedio del bloque Llanos 34 fue de 24.866 bopd en el 1T2021, lo que representa el 79% de la producción neta de GeoPark en Colombia. Durante el 1T2021, la Compañía contaba con dos equipos de perforación que perforaron cuatro pozos, actualmente en producción, y dos pozos dispositivos.

La producción neta promedio del bloque CPO-5 aumentó un 69% a 3.964 bopd (o 13.213 bopd brutos), lo que representa el 13% de la producción neta de GeoPark en Colombia. El aumento de la producción producto del yacimiento de petróleo Índico, que continúa mostrando un sólido desempeño de reservorio con el pozo de avanzada Índico 2 (perforado en el 4T2020 con un flujo inicial de 5.500 bopd) actualmente produce 6.200 bopd.

La producción promedio del bloque Platanillo disminuyó a 2.100 bopd en el 1T2021 comparado con los 3.462 bopd en el 1T2020 debido a actividades limitadas en el bloque durante el 2020 y el cierre temporal de las operaciones por 17 días durante el 1T2021. El cierre en el 1T2021 fue el resultado de protestas comunitarias locales en la cuenca Putumayo contra el Gobierno por la erradicación de plantaciones de coca y, a pesar de que la manifestación no estaba dirigida a GeoPark específicamente ni a la industria petrolera en general, la Compañía cerró sus operaciones para proteger a sus empleados y reinició gradualmente sus operaciones a inicios de marzo 2021, cuando cesaron las manifestaciones. El bloque Platanillo produce actualmente 2.400 bopd de petróleo liviano.

Últimos desarrollos en el bloque Llanos 34:

- Aceleración de actividades de desarrollo al incorporar un tercer equipo de perforación en el 2T2021.
- Perforación en el pozo Batará 1 que apunta a un prospecto de exploración estratigráfico ubicado entre los yacimientos de petróleo Jacana y Guaco.

Últimos desarrollos en el bloque CPO-5:

- Programada la adquisición continua de 250 km² de sísmica 3D y se espera que incorpore leads y prospectos adicionales en el área central del bloque.
- Trabajo en marcha que prepara la perforación del pozo de desarrollo Índico 4 hacia fines del 2T2021.
- Certificación de reservas de D&M 2020: las reservas 2P brutas aumentaron a 70,5 mmbbl (de 32 mmbbl en julio 2019, antes de la adquisición de GeoPark) y las reservas 3P brutas aumentaron a 167,0 mmbbl (de 50 mmbbl en julio 2019). Neto para GeoPark, estas representan reservas 2P de 21,1 mmbbl (comparado con 9,5 mmbbl en julio 2019) y reservas 3P de 50,1 mmbbl (comparado con 14,9 mmbbl en julio 2019), y proporcionan información significativa con respecto al tamaño de los yacimientos y el potencial del bloque.
- Auditoría de recurso de exploración 2020⁵: 400-900 mmbbl de recursos de exploración recuperables brutos, o 120-270 mmbbl netos para GeoPark.

⁵ 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.

Otras actividades en los bloques operados:

- Adquisición continua de 112 km² de sísmica 3D en el bloque PUT-8, que se ubica adyacente al bloque Platanillo en la cuenca Putumayo cuya finalización se prevé durante el 2T2021.

Chile:

La producción neta promedio en Chile disminuyó un 20% a 2.491 boepd en el 1T2021, comparado con los 3.121 boepd en el 1T2020, como resultado de una menor producción de gas en los yacimientos de gas Jauke y Jauke Oeste y de actividades de mantenimiento limitadas o temporalmente suspendidas durante el 2020. Se realizaron actividades de mantenimiento e intervención de pozo en el pozo Jauke 1 durante el 1T2021 lo que afectó la producción de gas en el yacimiento durante el 1T2021. Se están llevando a cabo actividades de mantenimiento e intervención de pozo en el pozo de gas Jauke Oeste. El mix de producción durante el 1T2021 fue de 87% gas y 13% de petróleo liviano (comparado con un 80% gas y un 20% de petróleo liviano en el 1T2020).

Brasil:

La producción neta promedio en Brasil aumentó un 54% a 1.984 boepd en el 1T2021, comparado con los 1.290 boepd en el 1T2020, debido a una mayor demanda de gas en el norte de Brasil. El mix de producción durante el 1T2021 fue de 99% de gas natural y 1% de condensado (comparado con un 91% de gas natural y un 9% de condensado en el 1T2020).

Argentina:

La producción neta promedio en Argentina disminuyó un 15% a 2.201 boepd en el 1T2021, comparada con los 2.597 boepd en el 1T2020 debido principalmente a actividades de mantenimiento limitadas o temporalmente suspendidas durante el 2020, lo que se combinó con el deterioro natural de los yacimientos. El mix de producción durante el 1T2021 fue de 59% petróleo y 41% gas natural (comparado con un 61% petróleo y un 39% gas natural en el 1T2020).

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

GLOSARIO

ANP	Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles de Brasil
Netback operativo:	Ingresos menos costos operativos y de producción (neto de cargos por depreciación y devengo de opciones de compra de acciones y adjudicaciones de acciones), gastos de venta divididos y parte obtenida de contratos de gestión de riesgo de commodities. 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
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
Km	kilómetros
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
VPN10	Valor presente de ingresos futuros estimados de petróleo y gas, neto de gastos directos estimados, descontado a una tasa anual del 10%.
PRMS	Petroleum Resources Management System (Sistema de gestión de recursos de petróleo)
Sq km	Kilómetros cuadrados
WI	"working interest" o participación

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 en base a 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 discrepen debido al redondeo.

DECLARACIONES PREVENTIVAS RELACIONADAS CON INFORMACIÓN PROSPECTIVA

Este comunicado de prensa contiene declaraciones que constituyen información prospectiva. Muchas de las declaraciones prospectivas contenidas en este comunicado pueden ser identificadas por el uso de términos tales como "anticipar", "creer", "podría", "esperar", "debería", "planear", "tener la intención", "estimar" y "potencial", entre otras.

Las declaraciones prospectivas que aparecen en varios lugares de este comunicado de prensa incluyen, pero no se limitan a, declaraciones con respecto a la intención, creencia o expectativas actuales con respecto a distintos asuntos, incluyendo la adquisición de Amerisur, la pandemia por COVID-19, la adquisición por parte de Gas Bridge del remanente de la participación y derechos de operación en el yacimiento de gas Manatí y el cierre de la transacción, la oferta pública de hasta USD 255 millones de los Bonos Senior de la Compañía con vencimiento en 2024, el crecimiento de producción esperado, cronograma esperado, recuperación económica, fecha de recompra, IRR [tasa interna de retorno], actividades de perforación, demanda de petróleo y de gas, plan de gastos de capital, aprobaciones regulatorias, recursos exploratorios y de reservas. 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 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, excepto cuando se especifique lo contrario.

Las declaraciones prospectivas se refieren únicamente a la fecha en que se hacen y la Compañía no asume ninguna obligación de actualizarlas considerando 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.

Se advierte a los lectores que los recursos de exploración revelados en este comunicado de prensa no son necesariamente indicativos del desempeño a largo plazo o de la recuperación final. Los recursos potenciales sin riesgo no obstaculizan el cambio del desarrollo o la posibilidad de descubrimiento. En caso de descubrimiento, no hay certeza de que será desarrollado o, si se desarrolla, no hay certeza en cuanto al momento de tal desarrollo. No hay certeza de que alguna parte de los recursos prospectivos será descubierta. Si se descubre, no hay certeza de que será comercialmente viable para producir alguna porción de los recursos. Los volúmenes de recursos prospectivos se presentan sin riesgos.