



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

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

SÓLIDO FLUJO DE CAJA LIBRE A PARTIR DE UNA PRODUCCIÓN RENTABLE DE BAJO *BREAKEVEN*

Bogotá, Colombia- 22 de julio 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 30 de junio de 2021 ("2T2021").

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

Operaciones y producción de petróleo y gas

- Producción consolidada de petróleo y gas de 36.489 boepd, impactada por recortes gestionados en medio de extensas protestas y manifestaciones que afectaron la logística de Colombia¹ en general.
- Restablecimiento de la producción hacia finales del 2T2021, con una producción actual de GeoPark de 38.000-39.000 boepd.
- Operaciones de perforación y de campo normalizadas hacia finales del 2T2021, y actualmente reactivadas en su totalidad con tres equipos de perforación operados y tres equipos de *workover* en Colombia.

Operaciones continuas y pauta 2021 revisada

- La producción promedio de todo el 2021 ha sido actualizada a 38.000-40.000 boepd con un programa de trabajo de USD 125-140 millones y *netbacks* operativos de USD 340-390 millones (asumiendo un precio del petróleo Brent de USD 60-65 por bbl)².
- Se espera que la producción del 2S2021 promedie los 39.000-42.000 boepd (excluyendo la producción potencial del programa de perforación de exploración del 2S2021).
- El programa de perforación del 2S2021 incluye prospectos de exploración en los bloques CPO-5 (no operado por GeoPark con una participación del 30%) y Llanos 94 (no operado por GeoPark con una participación del 50%).
- Programa de trabajo flexible, rápidamente adaptable a cualquier escenario de precio del petróleo.

Reducción de deuda y de costos

- Ejecución en abril 2021 de la primera fase del proceso de desapalancamiento estratégico, que resultó en una significativa reducción de deuda con extensión de vencimientos y menor costo de deuda.
- USD 85 millones en efectivo y equivalentes de efectivo al 30 de junio de 2021³.
- Perfil de vencimiento de deuda financiera a largo plazo sin pagos de capital hasta septiembre de 2024.

Acciones de ESG +

- Proyectos solares fotovoltaicos y conexión a la red eléctrica nacional en marcha para seguir mejorando los costos líderes en la industria y la reducción de la huella de carbono en el bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%).
- Actualmente desarrollando una política estratégica de mediano y largo plazo para la reducción de gases de efecto invernadero.
- Reporte anual de sostenibilidad de GeoPark (Reporte SPEED/ESG 2020) a ser publicado en agosto de 2021.

¹ Remitirse a los comunicados de la Compañía del 17 de mayo, 1 junio y 1 julio 2021.

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

³ Sin auditar.

Fortalecimiento del gobierno corporativo

- Los accionistas reeligieron por mayoría abrumadora a todos los Directores de GeoPark en la AGM⁴ celebrada el 15 de julio de 2021, donde cada Director recibió al menos 70% de las acciones votadas.
- Elección de nueva Presidenta Independiente del Directorio, Sylvia Escovar.
- El Directorio de GeoPark está compuesto por mayoría de Directores independientes y los comités clave están conformados únicamente por directores independientes (Comités de Nominación y Gobierno Corporativo, de Auditoría y de Compensación).

Retorno en efectivo y valor a los accionistas

- Dividendo trimestral de USD 0,0205 por acción (USD 1,25 millones) pagado el 13 de abril de 2021.
- Dividendo trimestral de USD 0,0205 por acción (USD 1,25 millones) pagado el 28 de mayo de 2021.
- Reanudación del programa discrecional de recompra de acciones, tras adquirir 241.927 acciones por USD 2,9 millones desde el 6 de noviembre de 2020, mientras se ejecutan programas de trabajo flexibles y auto-financiados y se liquida la deuda.

Reestructuración constante del portafolio

- Perú: acuerdo ejecutado para transferir el contrato y operación del bloque Morona a Petroperú.
- Brasil: se espera completar el proceso de desinversión del yacimiento de gas Manatí hacia finales de 2021.
- Brasil: finalizado el *farm-out* del bloque REC-T-128 durante mayo de 2021.
- Argentina: se inició durante mayo de 2021 un proceso para evaluar oportunidades de *farm-out*/desinversión.
- Iniciativa de reestructuración en la gestión del activo para efectuar mejoras en gastos administrativos, operativos y otros.

PAUTAS 2021 REVISADAS

Tal como fue anunciado el 17 de mayo, el 1 de junio y el 1 de julio, extensas protestas y manifestaciones a lo largo de Colombia afectaron la logística y cadenas de suministro en general, restringiendo transporte de petróleo crudo, la perforación y la movilización de equipamiento, personal y suministros. Estos sucesos llevaron a la Compañía y a sus socios *joint venture* a recortar la producción y suspender o retrasar temporalmente actividades de perforación y de mantenimiento.

Las operaciones se normalizaron hacia finales del 2T2021 y GeoPark está produciendo actualmente 38.000-39.000 boepd, con una producción promedio prevista para el 2S2021 de 39.000-42.000 boepd.

Las pautas de producción 2021 revisadas de 38.000-40.000 boepd promedio (en contraste con 41.000-43.000 boepd previos) resultan de los recortes durante el 2T2021 relativo a las extensas protestas en Colombia (que representan aproximadamente 800-1.000 boepd del estimado revisado), demoras en la ejecución de determinados proyectos de mantenimiento y gastos de capital (principalmente en los bloques Platanillo y CPO-5) y, en menor medida, debido a la combinación del rendimiento del pozo y yacimiento, incluyendo mayor inactividad por inundaciones que afectaron temporalmente las instalaciones de superficie y fallas del sistema eléctrico en el bloque Llanos 34.

El retraso de las actividades de mantenimiento y perforación en el bloque Platanillo se debió principalmente a los bloqueos en Colombia. En el bloque CPO-5, el operador ha demorado el inicio de perforación del pozo de desarrollo Indico 4 hacia el 4T2021 (originalmente programado para junio de 2021), apuntando a la perforación de 2-3 pozos durante 2021 (a diferencia de los 5-6 pozos previos, con 2-3 pozos cuyo inicio de perforación se prevé para el 1T2022).

Los gastos de capital han sido ajustados a USD 125-140 millones (de USD 130-150 millones), lo que compensará una parte significativa de los *netbacks* operativos más bajos como consecuencia de una menor producción, reduciendo así su impacto en el flujo de caja libre.

La siguiente tabla muestra los detalles de las pautas revisadas de GeoPark del 2021 comparadas con las pautas previas.

⁴ Asamblea General Anual

	Revisión 22 de julio de 2021	Pautas Previas
Supuesto Brent (USD por bbl)	USD 60-65 ⁵	USD 50-55
Producción promedio 2021 (boepd)	38.000-40.000	41.000-43.000
Netback operativo 2021 ⁶	USD 340-390 millones	USD 330-370 millones
Gastos de capital 2021	USD 125-140 millones	USD 130-150 millones
Índice de netback operativo/ gastos de capital ⁷	2,7 veces	2,6 veces

Detalle de la producción trimestral por país

La siguiente tabla muestra las cifras de producción para el 2T2021, en comparación con el 2T2020:

	2T2021			2T2020	
	Total (boepd)	Petróleo (bopd)^a	Gas (mcfpd)	Total (boepd)	% Cambio
Colombia	29.571	29.333	1.428	31.072	-5%
Chile	2.584	284	13.800	3.101	-17%
Brasil	2.080	29	12.306	679	206%
Argentina	2.254	1.316	5.628	2.060	9%
Total	36.489	30.962	33.162	36.912	-1%

a) Incluye regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 1.245 bopd en el 2T2021. No se pagaron regalías en especie en Brasil, Chile ni Argentina.

Evolución trimestral de la producción

(boepd)	2T2021	1T2021	4T2020	3T2020	2T2020
Colombia	29.571	31.455	31.858	31.297	31.072
Chile	2.584	2.491	3.133	3.610	3.101
Brasil	2.080	1.984	2.167	1.581	679
Argentina	2.254	2.201	2.146	2.357	2.060
Total	36.489	38.131	39.304	38.845	36.912
Petróleo	30.962	32.877	33.238	32.875	32.504
Gas	5.527	5.254	6.065	5.970	4.408

Actualización de la producción de petróleo y gas

Consolidado:

La producción de petróleo y gas disminuyó un 1% en el 2T2021 a 36.489 boepd frente a los 36.912 boepd en el 2T2020 debido principalmente a una menor producción de petróleo y gas en Colombia y Chile, parcialmente compensado por el aumento de producción en Brasil y Argentina.

El petróleo representó el 85% y 88% de la producción total reportada en el 2T2021 y 2T2020, respectivamente.

Colombia:

La producción neta promedio de petróleo y gas en Colombia disminuyó un 5% a 29.571 boepd en el 2T2021 comparado con los 31.072 boepd en el 2T2020.

La producción de GeoPark del 2T2021 en Colombia se vio impactada por una serie de extensas protestas y manifestaciones que afectaron la logística en general, restringiendo el transporte de crudo de la Compañía,

⁵ Estimación del precio Brent desde julio a diciembre 2021.

⁶ Estimando un diferencial Brent/Vasconia de USD 3-4 por bbl en el 2S2021.

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

la perforación y la movilización de personal, equipos y suministros lo que derivó en recortes de la producción que comenzaron a principios de mayo y se normalizaron hacia finales de junio.

La producción de petróleo y gas en los principales bloques en Colombia se detalla a continuación:

- La producción neta del bloque Llanos 34 fue de 24.515 bopd en el 2T2021 y la producción actual es de aproximadamente 25.000 bopd (o 56.000 bopd brutos).
- La producción neta del bloque CPO-5 fue de 3.445 bopd (o 11.483 bopd brutos) en el 2T2021 y la producción actual es de aproximadamente 3.900 bopd (o 13.000 bopd brutos).
- La producción neta del bloque Platanillo fue de 1.110 bopd en el 2T2021 y la producción actual es de aproximadamente 2.000 bopd.

Últimos desarrollos en el bloque Llanos 34:

- Tres equipos de perforación activos previstos para inicio de perforación de 14-16 pozos brutos durante el 2S2021 (principalmente dirigidos a proyectos de desarrollo de los campos petrolíferos Tigana, Jacana y Tigui).
- Se están realizando estudios de impacto ambiental y otros trabajos preliminares para conectar el bloque a la red eléctrica nacional, que se espera se encuentre operativa hacia fines de 2022.
- Se iniciaron las obras de ingeniería para el proyecto solar fotovoltaico, que se espera se encuentre operativo hacia junio de 2022.
- El proyecto solar fotovoltaico y el de conexión a la red eléctrica son clave para continuar mejorando el desempeño en los costos y la reducción de la huella de carbono en el bloque Llanos 34.

Últimos desarrollos en el bloque CPO-5:

- Se completaron 250 km². de adquisición de sísmica 3D en el 2T2021 y se espera que incorpore *leads* y prospectos adicionales en el área central del bloque.

Otras actividades en los bloques operados y no operados:

- Bloque Llanos 94 (no operado por GeoPark con una participación del 50%): actividades previas a la perforación en curso en el prospecto de exploración Humea, con inicio de perforación previsto en el 3T2021.
- Bloque PUT-8 (operado por GeoPark con una participación del 50%): se completaron 112 km² de adquisición de sísmica 3D en el 2T2021. El bloque PUT-8 se encuentra adyacente al bloque Platanillo en la cuenca Putumayo.

Chile:

La producción neta promedio en Chile disminuyó un 17% a 2.584 boepd en el 2T2021 en comparación con 3.101 boepd en el 2T2020, como resultado de una menor producción de gas en los yacimientos de gas Jauke y Jauke Oeste. Se están realizando actividades de mantenimiento e intervención de pozo en Jauke Oeste lo que afectó la producción de gas en el 2T2021. El mix de producción durante el 2T2021 fue 89% de gas y 11% de petróleo liviano (comparado con 92% de gas y 8% de petróleo liviano en el 2T2020).

Brasil:

La producción neta promedio en Brasil aumentó un 206% a 2.080 boepd en el 2T2021, en comparación con 679 boepd en el 2T2020, debido a una mayor demanda de gas en el norte de Brasil. El mix de producción durante el 2T2021 fue 99% de gas natural y 1% de condensado (frente al 88% de gas natural y 12% de condensado en el 2T2020).

Argentina:

La producción neta promedio en Argentina aumentó un 9% a 2.254 boepd en el 2T2021, en comparación con 2.060 boepd en el 2T2020. El mix de producción durante el 2T2021 fue 58% de petróleo y 42% de gas natural (frente al 61% de petróleo y 39% de gas natural en el 2T2020).

OTRAS NOTICIAS/ HECHOS RECIENTES

Fecha de informe para la publicación de resultados del 2T2021, conferencia telefónica y transmisión por internet (webcast)

GeoPark informará sus resultados financieros del 2T2021 el 4 de agosto de 2021, después del cierre del mercado.

Conjuntamente con el comunicado de prensa de resultados del 2T2021, la Gerencia de GeoPark realizará una conferencia telefónica sobre estos resultados financieros el 5 de agosto de 2021 a las 10 de la mañana (hora del este de Estados Unidos). 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 en el siguiente enlace:

<https://event.on24.com/wcc/r/3329548/DD55368837B5F74936B9ACBDB1945AE1>

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

Participantes de Estados Unidos: 1 844-200-6205
Participantes internacionales: +44 208-0682-558
Código de entrada: 931620

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

GLOSARIO

AGM	Asamblea General Anual
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 en una tasa anual del 10%.
PRMS	Petroleum Resources Management System (Sistema de gestión de recursos de petróleo)
Sq km	Kilómetros cuadrados
Participación	"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 tales 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.

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 el proceso de venta del yacimiento de gas Manatí, los trabajos de ingeniería del proyecto solar fotovoltaico, la conexión del bloque Llanos 34 a la red de energía eléctrica nacional, 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.