



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

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

PROGRAMA DE PERFORACIÓN MÁS GRANDE EN LA HISTORIA DE LA COMPAÑÍA CON NUEVE EQUIPOS OPERANDO EN TRES CUENCAS DE HIDROCARBUROS DE ALTO POTENCIAL INCLUYENDO EL INICIO DE PERFORACIÓN DEL PRIMER POZO EN ECUADOR

Bogotá, Colombia- 19 de enero de 2022 - GeoPark Limited ("GeoPark" o la "Compañía") (NYSE: GPRK), la compañía latinoamericana independiente líder en exploración, operación y consolidación de petróleo y gas anunció hoy la actualización de sus operaciones para el trimestre finalizado el 31 de diciembre de 2021 ("4T2021").

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

- Producción promedio anual de petróleo y gas de 37.602 boepd, dentro de las pautas de 37.000-38.000 boepd y una producción de salida de 39.300 boepd (incluye aproximadamente 1.800 boepd de los bloques de Argentina que están en proceso de desinversión con fecha de cierre prevista para finales de enero 2022.)
- Producción promedio trimestral de petróleo y gas de 37.928 boepd, una caída del 4% debido a una menor producción de gas.
- La producción del bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%) aumentó un 2% a 58.270 bopd brutos.
- La producción del bloque CPO-5 (no operado por GeoPark con una participación del 30%) aumentó un 19% a 12.310 bopd brutos.

Operaciones en Colombia

En el bloque Llanos 34- Cuenca Llanos:

- Tres equipos de perforación y tres de workover operando.
- Producción de salida 2021 por encima de los 60.000 bopd brutos.
- Resultados recientes exitosos en Tigui y Jacana, que abren nuevas oportunidades a ser testeadas en el 2022.

En el bloque CPO-5- Cuenca Llanos:

- Dos equipos de perforación contratados por dos años con el objetivo de realizar proyectos de perforación de desarrollo, delimitación y exploración de alto potencial, en áreas adyacentes al bloque Llanos 34 o en línea con éste.
- Actualmente perforando el pozo de desarrollo Índico 4, con inicio de testeo previsto a finales de enero 2022.
- Segundo equipo contratado y con inicio de perforación prevista dentro del 1S2022.

En el bloque Platanillo (operado por GeoPark con una participación del 100%)- Cuenca Putumayo:

- Actualmente perforando el pozo de desarrollo Platanillo Central 1.

Operaciones en Ecuador

En el bloque Perico (no operado por GeoPark con una participación del 50%)- Cuenca Oriente:

- Se perforó el pozo de exploración Jandaya 1 a una profundidad total y se están desarrollando actividades de testeo.
- Se iniciará la perforación del pozo de exploración Tui 1, 6 km al sudoeste del pozo Jandaya 1, en febrero de 2022.

En el bloque Espejo (operado por GeoPark con una participación del 50%)- Cuenca Oriente:

- Continúa la adquisición de sísmica 3D, apuntando a iniciar la perforación del primer pozo de exploración en el 2S2022.

Operaciones en Chile

En el bloque Fell (operado por GeoPark con una participación del 100%)- Cuenca Magallanes:

- Se espera que un equipo inicie la perforación de dos pozos de gas en la estructura geológica Jauke/ Dicky, a inicios de marzo de 2022.

Gestión del portafolio

- Desinversión de los bloques no centrales Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet en Argentina (operados por GeoPark con una participación del 100%) por una suma total de USD 16 millones con fecha prevista de cierre a finales de enero de 2022.¹

Programa de trabajo 2022: múltiples catalizadores con rendimiento superior de flujo de efectivo libre ²

- Programa autofinanciado de gastos de capital 2022 de USD 160-180 millones para la perforación de 40-48 pozos brutos, incluyendo 15-20 pozos brutos de exploración/ avanzada.
- A un precio Brent de USD 65-70/ bbl el programa generaría un flujo de efectivo libre de USD 90-140 millones, o 12-20% de rendimiento de flujo de efectivo libre.
- A un precio Brent de USD 65-80/ bbl el programa generaría un flujo de efectivo libre de USD 170-210 millones, o 23-28% de rendimiento de flujo de efectivo libre.
- A un precio Brent de USD 65-85/ bbl el programa generaría un flujo de efectivo libre de USD 210-250 millones, o 28-33% de rendimiento de flujo de efectivo libre.
- GeoPark prevé utilizar el flujo de efectivo libre para el desapalancamiento continuo, retornos incrementales a los accionistas a través de dividendos en efectivo y programas de recompra y otros objetivos corporativos, sujetos a las condiciones de precios del petróleo vigentes durante el 2022.

La generación de efectivo permite la reducción de deuda neta y la aceleración de retornos al inversor

- Dividendo trimestral de USD 0,041 por acción, o USD 2,5 millones, pagado el 7 de diciembre de 2021.
- Aceleración del programa de recompra de acciones. Adquisición de 0,6 millones de acciones, o aproximadamente 1% del total de las acciones en circulación por USD 7,3 millones desde el 30 de septiembre 2021 a la fecha.
- GeoPark adquirió 1,0 millones de acciones en total bajo su programa de recompra de acciones, o aproximadamente 1,6% del total de las acciones en circulación por USD 12,7 millones desde el 1 de enero de 2021 a la fecha, mientras se ejecutan programas de trabajo autofinanciados y se cancelan USD 105 millones de deuda.
- Efectivo y equivalentes de efectivo de USD 100 millones al 31 de diciembre de 2021³ (comparado con USD 76,8 millones al 30 de septiembre de 2021).

Detalle de la producción trimestral por país

La siguiente tabla muestra las cifras de producción para el 4T2021, en comparación con el 4T2020:

	4T2021			4T2020	
	Total (boepd)	Petróleo (bopd) ^a	Gas (mcfpd)	Total (boepd)	% Cambio
Colombia	32.002	31.780	1.332	31.858	0%
Chile	2.162	365	10.781	3.133	-31%
Brasil	1.822	25	10.783	2.167	-16%
Argentina	1.942	1.035	5.442	2.146	-10%
Total	37.928	33.205	28.338	39.304	-4%

a) Incluye regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 1.119 bopd en el 4T2021. No se pagaron regalías en especie en Brasil, Chile ni Argentina.

Evolución trimestral de la producción

¹ GeoPark no seguirá informando la producción de Argentina una vez cerrada la transacción de desinversión, prevista para finales de enero de 2022.

² El flujo de efectivo libre se calcula como EBITDA Ajustado menos gastos de capital, impuestos en efectivo y pagos por deuda de servicio obligatorios y no incluye los potenciales ingresos de efectivo de la campaña de exploración 2022. El rendimiento del flujo de efectivo libre se calcula utilizando la capitalización de mercado de GPRK desde el 3 de enero al 14 de enero de 2022. Para mayor información, remitirse al comunicado publicado el 10 de noviembre de 2021.

³ Sin auditar

(boepd)	4T2021	3T2021	2T2021	1T2021	4T2020
Colombia	32.002	31.565	29.571	31.455	31.858
Chile	2.162	2.354	2.584	2.491	3.133
Brasil	1.822	1.791	2.080	1.984	2.167
Argentina	1.942	2.149	2.254	2.201	2.146
Total	37.928	37.859	36.489	38.131	39.304
Petróleo	33.205	32.844	30.962	32.877	33.238
Gas	4.723	5.015	5.527	5.254	6.066

Actualización de la producción de petróleo y gas

Consolidado:

Producción consolidada de petróleo y gas en el 4T2021 fue de 37.928 boepd. En comparación con el 4T2020, la producción de petróleo y gas disminuyó un 4%, como resultado de una menor producción en Chile, Brasil y Argentina.

El petróleo representó el 88% y 85% de la producción total reportada en el 4T2021 y 4T2020, respectivamente.

Colombia:

La producción neta promedio de petróleo y gas en Colombia alcanzó los 32.002 boepd en el 4T2021 comparado con 31.858 boepd en el 4T2020, como resultado del aumento de la producción en los bloques Llanos 34 y CPO-5, parcialmente compensado por una menor producción en el bloque Platanillo.

La producción y operaciones en el bloque Platanillo se vieron afectadas desde mediados de octubre a principios de noviembre 2021 debido a manifestaciones comunitarias contra el Gobierno en la cuenca Putumayo.

Producción de petróleo y gas en los principales bloques en Colombia:

- La producción neta promedio en el bloque Llanos 34 en el 4T2021 aumentó un 2% a 26.221 bopd (o 58.270 bopd brutos), comparado con 25.759 bopd (o 57.242 bopd brutos) en el 4T2020.
- La producción neta promedio en el bloque CPO-5 en el 4T2021 aumentó un 19% a 3.693 bopd (o 12.310 bopd brutos), comparado con 3.093 bopd (o 10.310 bopd brutos) en el 4T2020.
- La producción neta promedio en el bloque Platanillo en el 4T2021 disminuyó un 33% a 1.668 bopd comparado con 2.499 boepd en el 4T2020. El bloque produce actualmente 2.000 bopd.

Ecuador:

Bloque Perico: en diciembre 2021, se inició la perforación del pozo de exploración Jandaya 1 para probar un prospecto de exploración al noreste del bloque.

Se perforó y completó el pozo de exploración Jandaya 1 a una profundidad total de 10.975 pies. Se están desarrollando actividades de testeo.

Una vez culminadas estas actividades en el pozo Jandaya 1, el operador planea perforar el pozo de exploración Tui 1, apuntando a iniciar la perforación en febrero 2022. El pozo de exploración Tui 1 se ubica al sur del bloque, aproximadamente a 6 km del pozo Jandaya 1.

Bloque Espejo: GeoPark está adquiriendo 60 km² de sísmica 3D, apuntando a iniciar la perforación del primer pozo de exploración en el 2S2022.

Los bloques Espejo y Perico son bloques de exploración atractivos, de bajo riesgo, ubicados en la Provincia de Sucumbios en la Cuenca Oriente, al noreste de Ecuador. Los bloques son adyacentes a múltiples descubrimientos y yacimientos productivos y tienen acceso a la infraestructura existente con capacidad disponible y una industria de servicio bien desarrollada.

Chile:

La producción neta promedio en Chile disminuyó un 31% a 2.162 boepd en el 4T2021 comparado con 3.133 boepd en el 4T2020 como resultado de una menor producción de gas debido a actividades limitadas de mantenimiento y perforación, combinado con el deterioro natural de los yacimientos. El mix de producción durante el 4T2021 fue 83% gas natural y 17% petróleo liviano (comparado con 89% gas natural y 11% petróleo liviano en el 4T2020).

Las próximas actividades en Chile incluyen la perforación de dos pozos de gas en la estructura geológica Jauke/Dicky, apuntando a iniciar la perforación del primer pozo en marzo 2022.

Brasil:

La producción neta promedio en Brasil disminuyó un 16% a 1.822 boepd en el 4T2021 comparado con 2.167 boepd en el 4T2020, debido principalmente a actividades de mantenimiento en el yacimiento de gas Manatí que afectaron la producción desde el 10 al 17 de diciembre de 2021. El mix de producción fue 99% gas natural y 1% petróleo y condensado en el 4T2021 y 4T2020.

Actualización sobre el proceso de desinversión del yacimiento de gas Manatí

En noviembre de 2020, GeoPark firmó un acuerdo para vender su participación no operada del 10% en el yacimiento de gas Manatí a Gas Bridge por una suma total de R\$ 144,4 millones (aproximadamente USD 26 millones a un cambio de R\$ 5,5 por dólar), incluyendo un pago fijo de R\$ 124,4 millones más un earn-out de R\$ 20,0 millones, todo sujeto a la obtención de determinadas aprobaciones regulatorias.

La transacción está sujeta a determinadas condiciones que deben cumplirse antes del 31 de marzo de 2022 y que, a la fecha de este comunicado, no se han cumplido.

Argentina:

La producción neta promedio en Argentina disminuyó un 10% a 1.942 boepd en el 4T2021 comparado con 2.146 boepd en el 4T2020. El mix de producción durante el 4T2021 fue 53% petróleo liviano y 47% gas natural (comparado con 57% petróleo liviano y 43% gas natural en el 4T2020).

GeoPark espera completar el proceso de desinversión de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet a finales de enero de 2022. Estos bloques representan el 100% de la producción y reservas de la Compañía en Argentina.

La Compañía no seguirá informando la producción de estos bloques una vez cerrada la transacción, prevista para finales de enero de 2022.

OTRAS NOTICIAS

Fecha del Comunicado sobre Reservas

GeoPark prevé publicar su comunicado sobre certificación independiente de reservas 2021 antes de finales de enero de 2022.

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 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 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, precios de petróleo y de gas, plan de gastos de capital, programa de trabajo y pautas de inversión, la desinversión de los puestos Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet, la desinversión del yacimiento de gas Manatí, los rendimientos de flujo de efectivo, nuestro dividendo y programas de recompra de acciones, nuestro proceso de desapalancamiento, 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.