



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK ANUNCIA LA ACTUALIZACIÓN DE SUS OPERACIONES DEL CUARTO TRIMESTRE DE 2020

A PESAR DEL COLAPSO DE LA INDUSTRIA IMPULSADO POR LA PANDEMIA, GEOPARK EXTIENDE SU SINGULAR HISTORIAL DE CRECIMIENTO POR 18 AÑOS CONSECUTIVOS

PROGRAMA DE TRABAJO AUTOFINANCIADO PARA EL 2020 SE COMPLETÓ CON UN ÉXITO DE PERFORACIÓN DEL 87% QUE INCLUYE LA EXITOSA EVALUACIÓN EN EL BLOQUE CPO-5 Y LA REANUDACIÓN DE DIVIDENDOS Y RECOMPRA DE ACCIONES

ASIGNACIÓN DE CAPITAL 2021 TOTALMENTE AUTO FINANCIADO BALANCEANDO CRECIMIENTO DE BAJO COSTO Y RETRIBUYENDO VALOR A LOS ACCIONISTAS

Bogotá, Colombia- 7 de enero 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 diciembre de 2020 ("4T2020").

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

Extendiendo historial de crecimiento de la producción durante 18 años y alcanzando los objetivos de la producción.

- Producción promedio anual de 40.192 boepd en el 2020, alcanzando el lineamiento de 40.000-42.000 boepd.
- Producción de salida 2020 de más de 40.000 boepd.
- Producción consolidada de petróleo y gas de 39.304 boepd.
- Aumento de la producción del bloque CPO-5 (no operado por GeoPark con una participación del 30%) a 10.310 bopd brutos, 55% más en comparación con el 3T2020.

Ejecución efectiva del programa de trabajo y eficiencia de capital

- Perforación exitosa del pozo de avanzada Índico 2 en el bloque CPO-5 en el 4T2020, produciendo actualmente 6.200 bopd de petróleo liviano con un retorno estimado de menos de 3 meses.
- La reducción en costos e inversión totalizó más de USD 290 millones en toda la plataforma regional.
- Programa de trabajo 2020 reducido en un 65% a USD 65-75 millones incluyendo 23 pozos brutos perforados (21 operados) con una tasa de éxito del 87%, que contenía pozos de desarrollo, avanzada y de exploración.

Generación/ preservación de efectivo proporcionó la reanudación de los retornos a los accionistas

- Dividendo extraordinario en efectivo 2020 de USD 0,0206 por acción (USD 1,25 millones) pagados el 9 de diciembre de 2020.
- Dividendo trimestral en efectivo 2020 de USD 0,0206 por acción (USD 1,25 millones) pagados el 9 de diciembre de 2020.
- Reanudación del programa de recompra de acciones discrecional, habiendo adquirido 106.486 acciones por USD 1,0 millones desde el 6 de noviembre de 2020, mientras se ejecutan programas de trabajo flexibles y auto financiados.

Sólido balance de riesgo gestionado

- USD 201 millones de efectivo y equivalentes de efectivo al 31 de diciembre de 2020¹ (USD 163,7 millones al 30 de septiembre de 2020).
- Facilidad de prepago de petróleo de USD 75 millones, con USD 50 millones comprometidos, sin montos retirados.
- USD 132,9 millones en líneas de crédito no comprometidas².
- Perfil de vencimiento de deuda financiera a largo plazo sin pagos de capital hasta septiembre de 2024.
- Incorporación constante de nuevas coberturas por los próximos 12 meses.

Gestión y mejora activa del portafolio

- Incorporación total de los activos y operaciones de Amerisur Resources Plc ("Amerisur"),
- Venta de la participación no operada del 10% en el yacimiento de gas Manatí en Brasil por hasta R\$144 millones (aproximadamente USD 27 millones³), sujeta al acuerdo del resto del consorcio y las aprobaciones regulatorias requeridas.
- Reorganización del portafolio en plataforma basada en activos vs. basada en país.

Acciones productivas de SPEED/ ESG+

- Protocolos, medidas preventivas y planes de respuesta de crisis en toda la plataforma regional de GeoPark.
- Equipos en campo reducidos a un mínimo con equipos de back-up y planes de contingencia listos para mantener al personal trabajando de manera segura y la producción fluyendo.
- GeoPark se ha mantenido en contacto cercano con las comunidades locales implementando un amplio rango de medidas para combatir el COVID-19 con esfuerzos coordinados a nivel local, regional y nacional.

Programa de trabajo 2021 completamente financiado, eficiente y de riesgo balanceado

- Programa de trabajo 2021 de USD 100-120 millones (incluyendo ~35% a actividades de exploración), apuntando a una producción promedio de 40.000-42.000⁴ boepd y netbacks operativos de USD 280-330 millones, asumiendo un precio del petróleo Brent de USD 45-50 por bbl⁵.
- Programa de trabajo flexible, rápidamente adaptables a cualquier escenario de precio del petróleo.

James F. Park, CEO de GeoPark, señaló: "La trayectoria es importante y 18 años de constante crecimiento de la producción, pese a la volatilidad externa, es una prueba significativa de la inteligencia, fuerza y corazón del equipo de GeoPark. Homenajeamos a estas mujeres y hombres maravillosos por permanecer enfocados y realizar el arduo trabajo para el progreso de nuestra compañía nuevamente en todos los frentes -técnica, operacional, estratégica y financieramente- pese a toda la agitación y dolor que ha tenido que soportar el planeta este año. Como siempre, nuestro equipo ha aprendido muchísimo y ha salido más fuerte y unido que nunca, y está listo y esperando con ansias la gran oportunidad y promesa del 2021".

Detalle de la producción trimestral por país

La siguiente tabla muestra las cifras de producción para el 4T2020, en comparación con el 4T2019:

	Total (boepd)	4T2020 Petróleo (bopd)^a	Gas (mcfpd)	4T2019 Total (boepd)	% Cambio
Colombia	31.858	31.642	1.296	33.311	-4%
Chile	3.133	334	16.794	3.292	-5%
Brasil	2.167	29	12.822	2.799	-23%
Argentina	2.146	1.233	5.478	2.384	-10%
Total	39.304	33.238	36.390	41.786	-6%

¹ Sin auditar

² Al 30 de septiembre de 2020 (sin auditar).

³ Monto estimado en dólares considerando una tasa de cambio de R\$5,30 por dólar.

⁴ La pauta de producción de 2021 asume 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 del programa de perforación de exploración 2021.

⁵ Suponiendo un diferencial Vasconia- Brent de USD 4/bbl.

- a) Incluye regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 986 bopd en el 4T2020. No se pagaron regalías en especie en Brasil, Chile ni Argentina.

Evolución trimestral de la producción

(boepd)	4T2020	3T2020	2T2020	1T2020	4T2019
Colombia	31.858	31.297	31.072	38.723	33.311
Chile	3.133	3.610	3.101	3.121	3.292
Brasil	2.167	1.581	679	1.290	2.799
Argentina	2.146	2.357	2.060	2.597	2.384
Total	39.304	38.845	36.912	45.731	41.786
Petróleo	33.238	32.875	32.504	40.861	35.456
Gas	6.065	5.970	4.408	4.870	6.330

Actualización de la producción de petróleo y gas

Consolidado:

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

Colombia:

La producción promedio neta de petróleo y gas en Colombia disminuyó un 4% a 31.858 boepd en el 4T2020 comparado con 33.311 boepd en el 4T2019, reflejando actividades limitadas de perforación y mantenimiento en el bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%), parcialmente compensado por la reciente adquisición de Amerisur y la perforación exitosa del pozo de avanzada Índico 2 en el bloque CPO-5.

El bloque Llanos 34 promedió una producción neta de 27.759 bopd (o 57.242 bopd brutos) en el 4T2020, representando el 81% de la producción neta de GeoPark en Colombia, mientras que la producción neta promedio del bloque CPO-5 fue de 3.093 bopd (o 10.310 bopd brutos), representando el 10% de la producción neta de GeoPark en Colombia y un incremento del 55% comparado con el 3T2020.

Perforación de exploración y avanzada en el bloque CPO-5:

- El pozo de avanzada Índico 2, ubicado a aproximadamente 0,8 km al noroeste del pozo Índico 1 fue perforado exitosamente y puesto en producción en noviembre 2020. El operador ONGC Videsh perforó y completó Índico 2 a una profundidad total de 10.925 pies. El pozo testeó 5.500 bopd de 35 grados API, con un corte de agua del 0,1% y produce actualmente 6.200 bopd. Se requerirá un mayor historial de producción para determinar el caudal estabilizado del pozo.
- Se perforó el pozo de exploración Aguila 1 por parte del operador ONGC Videsh a una profundidad total de 9.961 pies. Según la interpretación petrofísica de perfiles y otra información relevante, se encontraron acumulaciones de petróleo no comercial y, a raíz de estos resultados, se ha decidido tapar y abandonar el pozo.
- Más actividades de desarrollo, exploración y de avanzada en el bloque CPO-5 están dentro del presupuesto del 2021 con la perforación de 5-6 pozos brutos más la adquisición de sísmica 3D, como parte del programa de trabajo e inversión de GeoPark completamente financiado y flexible.
- CPO-5 es un gran bloque de alto potencial, que ofrece oportunidades de exploración, desarrollo y avanzada de bajo costo y multi play, adyacente y alineado con el bloque Llanos 34, con más de 20 *leads* de perforación y prospectos delineados a la fecha.

Otras actividades en los bloques operados y no operados:

- Inicio de adquisición de sísmica 3D en el bloque PUT-8 (operado por GeoPark con una participación del 50%) que se encuentra adyacente al bloque Platanillo (operado por GeoPark con una participación del 100%) en la cuenca Putumayo, y se espera que continúe en el 1T2021.

- Actividades de reingreso llevadas a cabo en el pozo Grulla 1 en el bloque Llanos 94 (no operado por GeoPark, con una participación del 50%) mostraron acumulaciones de petróleo no comercial, y en base a estos resultados se decidió abandonar el pozo.

Chile:

La producción neta promedio en Chile disminuyó un 5% a 3.133 boepd en el 4T2020 como resultado de una menor producción de gas en el yacimiento de gas Jauke, parcialmente compensado por el descubrimiento del yacimiento de gas Jauke Oeste a inicios del 2020. Se realizarán actividades de mantenimiento e intervención de pozo en el pozo de gas Jauke 1 durante el 1T2021, con el fin de aumentar los niveles de producción de gas. El mix de producción durante el 4T2020 fue 89% gas y 11% petróleo liviano (comparado con 81% gas y 19% de petróleo liviano en el 4T2019).

Brasil:

La producción neta promedio en Brasil disminuyó un 23% a 2.167 boepd en el 4T2020 comparado con 2.799 boepd en el 4T2019. Comparado con el 3T2020, la producción en Brasil aumentó un 37% debido a una mayor demanda en el yacimiento de gas Manatí (no operado por GeoPark con una participación del 10%). El mix de producción durante el 4T2020 fue 99% de gas natural y 1% de condensado (comparado con 96% de gas natural y 4% de condensado en el 4T2019).

Acuerdo para la venta de la participación del 10% en el yacimiento de gas Manatí:

- El 23 de noviembre de 2020, GeoPark anunció que su Directorio aprobó un acuerdo para vender la 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 27 millones), 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 se acordó con fecha efectiva 31 de diciembre de 2020 y está sujeta a algunas condiciones, incluyendo la adquisición por parte de Gas Bridge de la participación remanente del 90% y derechos de operación del yacimiento de gas Manatí.
- Otros dos socios no operadores en el consorcio del yacimiento de gas Manatí con una participación combinada del 55% han anunciado sus acuerdos respectivos para vender sus participaciones a Gas Bridge.
- El cierre de la transacción podría ocurrir en el 4T2021, sujeto al acuerdo del resto del consorcio y a las aprobaciones regulatorias requeridas.

Argentina:

La producción neta promedio en Argentina disminuyó un 10% a 2.146 boepd en el 4T2020 (57% petróleo, 43% gas) comparado con 2.384 boepd en el 4T2019 (66% petróleo, 34% gas), debido principalmente a actividades de mantenimiento limitadas combinado con el deterioro natural de los yacimientos.

ACTUALIZACIÓN DE CONTRATOS DE GESTIÓN DE RIESGO DE COMMODITIES RELATIVOS AL PETRÓLEO

GeoPark incorporó recientemente nuevas coberturas de petróleo que aumentan aún más su protección de precio para los próximos 12 meses, alcanzando ahora 25.500 bopd en el 1T2021, 23.000 bopd en el 2T2021 y 9.000 bopd en el 2S2021. Las coberturas incluyen una porción que protege el marcador local Vasconia en Colombia.

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

Período	Tipo	Referencia	Volumen (bopd)	Términos del contrato (USD por bbl)		
				Purchased Put o Precio Fijo	Sold Put	Sold Call
1T2021	Zero cost collar	Brent	2.500	40,0	N/D	50,3-50,4
	Zero cost collar	Brent	7.500	35,0	N/D	50,3-53,8
	Zero cost collar	Brent	5.500	40,0	N/D	52,8-53,9
	Zero cost collar	Brent	3.500	37,0	N/D	50,0
	Zero cost collar	Vasconia	2.000	35,0	N/D	43,0
	Zero cost collar	Brent	2.000	45,0	N/D	55,5
	Zero cost collar	Brent	2.500	45,0	N/D	59,0
2T2021	Zero cost collar	Brent	5.000	35,0	N/D	51,7-55,0
	Zero cost collar	Brent	3.500	38,0	N/D	51,0
	Zero cost collar	Brent	5.500	40,0	N/D	53,5-53,9
	Zero cost collar	Brent	4.500	40,0	N/D	50,3-50,4
	Zero cost collar	Brent	2.000	45,0	N/D	55,5
	Zero cost collar	Brent	2.500	45,0	N/D	59,0
	Zero cost collar	Brent	2.000	40,0	N/D	56,0
3T2021	Zero cost collar	Brent	2.500	40,0	N/D	50,4-50,5
	Zero cost collar	Brent	4.500	40,0	N/D	54,0-57,1
	Zero cost collar	Brent	2.000	40,0	N/D	56,0
4T2021	Zero cost collar	Brent	2.500	40,0	N/D	50,4-50,5
	Zero cost collar	Brent	4.500	40,0	N/D	54,0-57,1
	Zero cost collar	Brent	2.000	40,0	N/D	56,0

Para mayor información, comunicarse con:

INVERSORES:

Stacy Steimel
T: +562 2242 9600

ssteimel@geo-park.com

Miguel Bello
T: +562 2242 9600

mbello@geo-park.com

Diego Gully
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 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.

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, 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 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.

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.