



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCION INMEDIATA

GEOPARK ANUNCIA RESERVAS CONSOLIDADAS 2P CERTIFICADAS DEL 2021 DE 159 MILLONES BOE CON UN VALOR ACTUAL NETO (DESPUÉS DE IMPUESTOS) DE USD 2,3 MIL MILLONES

EN COLOMBIA: RESERVAS 2P CERTIFICADAS 2021 DE 136 MILLONES BOE CON UN VALOR ACTUAL NETO (DESPUÉS DE IMPUESTOS) DE USD 2,0 MIL MILLONES REEMPLAZO DE RESERVAS DEL 117% DE RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS

Bogotá, Colombia- 31 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 su evaluación de reservas independiente de petróleo y de gas certificadas por DeGolyer and MacNaughton (D&M), conforme a la metodología PRMS [Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos] al 31 de diciembre de 2021.

Todas las reservas incluídas en este comunicado se refieren a las reservas pertenecientes a la participación de GeoPark antes de las regalías pagadas en especie, excepto se especifique lo contrario. (Todas las cifras se encuentran expresadas en dólares estadounidenses). Las definiciones de los términos constan en el Glosario en la página 12.

Reservas de petróleo y gas certificadas por D&M 2021 y puntos sobresalientes:

Basándose en los activos centrales de GeoPark en los bloques Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%) y CPO-5 (no operado por GeoPark con una participación del 30%), la Compañía informa:

Reservas de Colombia:

- **Reservas PD:** reservas probadas desarrolladas (PD) en Colombia de 49,9 mmbbl, con un índice de vida de reserva (RLI) PD de 4,4 años.
- **Reservas 1P:** reservas probadas (1P) en Colombia de 82,2 mmbbl, con un RLI 1P de 7,2 años. Valor actual neto luego del descuento impositivo del 10% (NPV10 después de impuestos) de reservas 1P de USD 1,3 mil millones.
- **Reservas 2P:** reservas probadas y probables (2P) en Colombia de 135,8 mmbbl, con un índice RLI 2P de 11,9 años. NPV10 después de impuestos de reservas 2P de USD 2,0 mil millones.
- **Reservas 3P:** reservas probadas, probables y posibles (3P) en Colombia de 211,0 mmbbl, con un índice RLI 3P de 18,5 años. NPV10 después de impuestos de reservas 3P de USD 2,9 mil millones.
- **Capital de desarrollo:** capital de desarrollo futuro para el desarrollo de reservas 1P, 2P y 3P en Colombia de USD 1,9 por barril, USD 1,7 por barril y USD 1,6 por barril, respectivamente.
- **Bloque Llanos 34:** desarrollo de bajo riesgo y nuevas extensiones de yacimiento con potencial de reservas a ser testeado en 2022.
 - Incorporaciones de reservas PD netas de 12,0 mmbbl (un remplazo de reservas PD de 131%).
 - Incorporaciones de reservas 2P netas de 7,3 mmbbl (un remplazo de reservas 2P de 78%).
 - Incorporaciones de reservas 3P netas de 9,5 mmbbl (un remplazo de reservas 3P de 100%).
 - RLI de reservas 1P de 7,9 años, RLI 2P de 11,5 años y RLI 3P de 16,0 años.
 - La producción bruta promedio en el 2021 fue de 55.971 bopd con una tasa de salida por encima de los 60.000 bopd.

- **Bloque CPO-5¹:** rendimiento sólido continuo del reservorio en el yacimiento petrolífero Índico.
 - Reservas netas 1P de 5,1 mmbbl, reservas netas 2P de 20,0 mmbbl y reservas netas 3P de 48,8 mmbbl (RLI 1P de 3,6 años, RLI 2P de 14,7 años y RLI 3P de 36,1 años).
 - La campaña de perforación 2021 comenzó en diciembre de 2021 con el inicio de perforación del pozo de desarrollo Índico 4.
 - El operador, ONGC Videsh, está acelerando las actividades de perforación en el 2022 apuntando a perforar 7-8 pozos brutos (1-2 pozos de desarrollo y 6-7 pozos de exploración) con dos equipos de perforación contratados.

Reservas Consolidadas²

- **Reservas PD:** reservas PD de 58,1 mmboe, con un RLI PD de 4,2 años.
- **Reservas 1P:** reservas 1P de 91,6 mmboe, con un RLI 1P de 6,7 años. NPV10 después de impuestos de las reservas 1P de USD 1,4 mil millones.
- **Reservas 2P:** reservas 2P de 159,2 mmboe, con un RLI 2P de 11,6 años. NPV10 después de impuestos de las reservas 2P de USD 2,3 mil millones.
- **Reservas 3P:** reservas 3P de 248,3 mmboe, con un RLI 3P de 18,1 años. NPV10 después de impuestos de las reservas 3P de USD 3,4 mil millones.
- **Capital de desarrollo futuro:** capital de desarrollo futuro para el desarrollo de reservas 1P, 2P y 3P de USD 2,0 por barril, USD 2,3 por barril y USD 2,2 por barril, respectivamente.
- **Gestión del portafolio:** la desinversión de los bloques no centrales Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet (operados por GeoPark con una participación del 100%) en Argentina y el yacimiento de gas Manatí (no operado por GeoPark con una participación del 10%) en Brasil está en curso, representando el 100% de las reservas de GeoPark en Argentina y Brasil.
 - Excluyendo las reservas de Argentina y Brasil, las reservas consolidadas de GeoPark ascenderían a 53,7 mmboe, 86,6 mmboe, 153,1 mmboe y 241,4 mmboe de reservas PD, 1P, 2P y 3P respectivamente.

Valor actual neto y valor por acción

- NPV10 después de impuestos de las reservas 2P de GeoPark de USD 2,3 mil millones.
- NPV10 de las reservas 2P de GeoPark ajustado a deuda neta después de impuestos de USD 28,9 por acción (USD 24,0 por acción correspondiente a Colombia).

¹ No operado por GeoPark con una participación del 30%, operado por ONGC Videsh con una participación del 70%.

² Las cifras consolidadas incluyen reservas en los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet en Argentina y en el yacimiento de gas Manatí en Brasil que está en proceso de desinversión. Se prevé el cierre de la transacción en Argentina a finales de enero o inicios de febrero de 2022, mientras que la transacción en Brasil 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.

Programa de trabajo 2022: flujo de caja libre superior³ más múltiples catalizadores para aumentar la producción y testear prospectos de alto potencial.

Programa autofinanciado de gastos de capital 2022 de USD 160-180 millones que aspira a perforar 40-48 pozos brutos, incluyendo un programa de perforación de exploración extensivo de 15-20 pozos brutos que apunta a proyectos de alto potencial, ciclo corto y aledaños al yacimiento, cercanos al bloque Llanos 34 y otros objetivos de exploración en Colombia y Ecuador.

- A un precio Brent de USD 65-70/ bbl el programa generaría un flujo de caja libre de USD 90-140 millones, o 11-18% de rendimiento de flujo de caja libre.
- A un precio Brent de USD 75-80/ bbl el programa generaría un flujo de caja libre de USD 170-210 millones, o 21-26% de rendimiento de flujo de caja libre.
- A un precio Brent de USD 80-85/ bbl el programa generaría un flujo de caja libre de USD 210-250 millones, o 26-32% de rendimiento de flujo de caja libre.
- GeoPark prevé utilizar el flujo de caja 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 prevalentes de precios del petróleo durante el 2022.

Hechos recientes (no incluidos en la certificación 2021 de D&M)

- Bloque Perico (no operado por GeoPark con una participación del 50%): en enero de 2022, GeoPark anunció su primer descubrimiento en Ecuador luego de la perforación y testeó el pozo de exploración Jandaya 1. Las pruebas iniciales de producción mostraron un índice de 750 bopd de 28 grados API y 0,8 mmcfpd, con un combinado de 890 boepd. La producción ya está siendo entregada. El segundo pozo de exploración, Tui 1, ha iniciado la perforación y se prevé alcanzará su profundidad total a finales de febrero de 2022.
- Bloque CPO-5: se inició la perforación del pozo de desarrollo Índico 4 en diciembre de 2021 y el testeó en enero de 2022. Las pruebas iniciales mostraron un índice de producción de 3.840 bopd (en un choke restringido de 32/64 pulgadas) de petróleo liviano (35 grados API) con una curva de recuperación estimada de aproximadamente 2 meses⁴. La producción de petróleo ya se encuentra en marcha y está siendo entregada. Se están llevando a cabo las actividades de desmontaje y el operador espera iniciar la perforación del pozo de desarrollo Índico 5 en febrero de 2022.

James F. Park, CEO de GeoPark, expresó: "Gracias y felicitaciones a nuestro equipo por estos sólidos resultados de 2021, alcanzados en un año con poca inversión en exploración. Una vez más, pudimos continuar desarrollando y añadiendo reservas en nuestro bloque principal y gran generador de caja Llanos 34, en donde reemplazamos el 131% de las reservas probadas desarrolladas, 79% de las reservas 2P y el 100% de las reservas 3P. Nuestra gran base de reservas rentables en Colombia nos brinda una vía de crecimiento constante y un gran inventario de proyectos de perforación de desarrollo de bajo riesgo y bajo costo, para continuar generando y aumentando la producción y el flujo de caja. Con este sólido fundamento, iniciamos nuestro programa de trabajo 2022 con una extensa campaña de perforación de 40-48 pozos, incluidos 15-20 pozos de exploración de bajo costo en nuestra superficie probada de alto impacto que puede convertirse rápidamente en producción y en flujo de caja, tal como lo demostró nuestro reciente descubrimiento en Ecuador y el nuevo pozo de desarrollo en el bloque CPO-5."

³ Remitirse a la sección "Cálculo del flujo de caja libre 2022 y sensibilidades a los diferentes precios del petróleo Brent" incluido en este comunicado de prensa.

⁴ Asumiendo un precio Brent de USD 75-80/bbl.

Evolución de reservas certificadas por D&M del cierre del 2020 al cierre de 2021

Colombia (mmboe)	PD	1P	2P	3P
Reservas al cierre de 2020	48,0	95,2	141,0	216,4
Producción 2021	-11,4	-11,4	-11,4	-11,4
Cambio neto ⁵	13,3	-1,7	6,2	6,0
Reservas al cierre de 2021	49,9	82,2	135,8	211,0
Vida de reservas 2021 (años)	4,4	7,2	11,9	18,5
Vida de reservas 2020 (años)	3,9	7,8	11,6	17,8

Total (mmboe)	PD	1P	2P	3P
Reservas al cierre de 2020	58,5	109,3	174,7	270,9
Producción 2021	-13,7	-13,7	-13,7	-13,7
Cambio neto ⁵	13,3	-4,0	-1,8	-8,9
Reservas al cierre de 2021	58,1	91,6	159,2	248,3
Vida de reservas 2021 (años)	4,2	6,7	11,6	18,1
Vida de reservas 2020 (años)	4,0	7,4	11,9	18,4

Valor actual neto por acción y por país

La siguiente tabla presenta el NPV 2P por acción, por país, al 31 de diciembre de 2021.

Valor presente neto por acción 2021	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Total⁶
Reservas 2P (mmboe)	135,8	17,3	2,6	3,5	159,2
NPV10 2P 2021 después de impuestos (USD mm)	2.019	223	51	20	2.313
Acciones en circulación (mm)	60,2	60,2	60,2	60,2	60,2
(USD/ acción)	33,5	3,7	0,8	0,3	38,4

La siguiente tabla presenta los detalles del NPV10 de reservas 2P ajustado por deuda neta después de impuestos por acción:

NPV10 2P ajustado por deuda neta después de impuestos por acción 2021	Colombia	Total
NPV10 2P después de impuestos (USD mm)	2.019	2.313
Acciones en circulación (mm)	60,2	60,2
Subtotal (USD/ acción)	33,5	38,4
Deuda neta ^a /Acción (USD/acción)	-9,5	-9,5
NPV10 2P ajustado por deuda neta después de impuestos por acción (USD/ acción)	24,0	28,9

⁵ Incluye extensiones, recuperaciones mejoradas, descubrimientos, revisiones técnicas y factores económicos.

⁶ Las cifras consolidadas incluyen reservas en los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet en Argentina y en el yacimiento de gas Manatí en Brasil que está en proceso de desinversión. Se prevé el cierre de la transacción en Argentina a finales de enero o inicios de febrero de 2022, mientras que la transacción en Brasil 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.

(a) El NPV10 de reservas 2P ajustado por deuda neta después de impuestos por acción se muestra en una base consolidada. La deuda neta considera la deuda financiera de USD 674 millones menos USD 100 millones de efectivo & equivalentes de efectivo (ambas cifras sin auditar y al 31 de diciembre de 2021).

Capital de Desarrollo Futuro– Informe de D&M (sin descuento)

Las siguientes tablas presentan el mejor estimado de D&M de capital de desarrollo futuro (sin descuento) y el valor unitario por boe y por categoría de reservas certificadas al 31 de diciembre de 2021:

Colombia	PD	1P	2P	3P
Capital de desarrollo futuro (USD millones)	23,1	154,8	225,7	333,4
Reservas (mmboe)	49,9	82,2	135,8	211,0
Capital de desarrollo futuro (USD/boe)	0,5	1,9	1,7	1,6

Total	PD	1P	2P	3P
Capital de desarrollo futuro (USD millones)	23,1	187,4	361,9	541,7
Reservas (mmboe)	58,1	91,6	159,2	248,3
Capital de desarrollo futuro (USD/boe)	0,4	2,0	2,3	2,2

Resumen de reservas al cierre de 2021

Conforme a la producción de petróleo y de gas de 13,7 mmbœ en 2021, D&M certificó reservas 2P por 159,2 mmbœ (90% de petróleo y 10% de gas) al viernes, 31 de diciembre de 2021. Por país, las reservas 2P fueron el 85% en Colombia, el 11% en Chile, el 2% en Brasil y el 2% en Argentina.

Resumen de reservas por país y categoría

País	Categoría de Reservas	Diciembre 2021 (mmbœ)	% petróleo	Diciembre 2020 (mmbœ)	% Cambio
Colombia	PD	49,9	100%	48,0	4%
	1P	82,2	100%	95,2	-14%
	2P	135,8	100%	141,0	-4%
	3P	211,0	100%	216,4	-2%
Chile	PD	3,8	23%	5,1	-25%
	1P	4,4	32%	7,3	-40%
	2P	17,3	30%	25,5	-32%
	3P	30,4	31%	44,2	-31%
Brasil	PD	2,5	2%	2,5	0%
	1P	2,5	2%	2,5	0%
	2P	2,6	2%	2,6	0%
	3P	2,8	2%	3,0	0%
Argentina	PD	2,0	60%	3,0	-33%
	1P	2,6	67%	4,3	-40%
	2P	3,5	63%	5,5	-36%
	3P	4,1	61%	7,3	-44%
Total⁷	PD	58,1	89%	58,5	-1%
(Certificado por D&M)	1P	91,6	93%	109,3	-16%
	2P	159,2	90%	174,7	-9%
	3P	248,3	90%	270,9	-8%

⁷ Las cifras consolidadas incluyen reservas en los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet en Argentina y en el yacimiento de gas Manatí en Brasil que está en proceso de desinversión. Se prevé el cierre de la transacción en Argentina a finales de enero o inicios de febrero de 2022, mientras que la transacción en Brasil 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.

Análisis por País

Colombia

Bloque Llanos 34:

El bloque Llanos 34 representó el 89%, 78% y 70% de las reservas 1P, 2P y 3P de GeoPark en Colombia certificadas por D&M respectivamente.

El plan de perforación de GeoPark en el 2021 en su bloque central Llanos 34 se enfocó principalmente en proyectos de desarrollo de bajo riesgo que derivó en incorporaciones de reservas netas PD con un reemplazo de reservas de 131%, y en menor medida, en extensiones exitosas de yacimiento que incorporaron reservas 2P y 3P y abrieron nuevas oportunidades de perforación de desarrollo y de avanzada que serán testeadas en el 2022.

Las reservas 2P certificadas por D&M de GeoPark en el bloque Llanos 34 en Colombia totalizaron 105,8 mmbbl en 2021, comparado con 107,7 mmbbl en 2020, como resultado de la producción de 9,2 mmbbl, parcialmente contrarrestado por 7,3 mmbbl de incorporaciones de reservas debido a extensiones del yacimiento en el área Tigui, con un reemplazo de reservas del 79%.

Al 31 de diciembre de 2021, el Bloque Llanos 34 incluyó aproximadamente 68⁸ sitios de futuras perforaciones de desarrollo (2P brutos).

El RLI de las reservas 1P fue de 7,9 años, mientras que el de las 2P fue de 11,5 años.

El petróleo bruto original *in situ* en el bloque Llanos 34 se estima en 0,8-1 mil millones de barriles⁹. La producción acumulada desde el 2012 al 2021 totalizó 139 mmbbl brutos, representando una recuperación del 15% del petróleo original *in situ*, mientras que las reservas 2P consideran un factor de recuperación máximo de aproximadamente 40%.

Bloque CPO-5

El Bloque CPO-5 se encuentra al sudoeste del bloque Llanos 34, adyacente y en línea con este. El bloque posee 400-900 mmbbl de recursos de exploración recuperables brutos¹⁰, o 120-270 mmbbl netos para GeoPark. Durante el 2021, el operador, ONGC, adquirió 250 km² de sísmica 3D en la parte central del bloque que está siendo interpretada y analizada actualmente y que podría incorporar recursos de exploración progresivos.

El bloque CPO-5 representó el 6%, 15% y 23% de las reservas 1P, 2P y 3P de GeoPark en Colombia certificadas por D&M, respectivamente.

Las reservas 2P de GeoPark en el bloque CPO-5 certificadas por D&M totalizaron 20,0 mmbbl en 2021, comparado con 21,2 mmbbl en el 2020, reflejando una producción de 1,4 mmbbl, parcialmente contrarrestado por revisiones técnicas positivas debido al sólido rendimiento del reservorio en el yacimiento petrolífero Índico en 2021.

El RLI de las reservas 1P fue de 3,8 años, mientras que el de las 2P fue de 14,7 años.

El operador sufrió demoras en la ejecución de la campaña de perforación 2021 en el bloque CPO-5 que comenzó a mediados de diciembre de 2021 con el inicio de perforación del pozo de desarrollo Índico 4. La campaña incluía originariamente la perforación de 5-6 pozos brutos, incluyendo proyectos de desarrollo y exploración que se postergaron para el 2022.

Se inició la perforación del pozo de desarrollo Índico 4 en diciembre de 2021 y se iniciaron las pruebas de producción en enero de 2022. El operador perforó y completó el pozo Índico 4 a una profundidad total de 10.495 pies. Las pruebas iniciales de producción mostraron un índice de producción de 3.840 bopd de 35 grados API con un corte de agua del 0,25%. Se requerirá un mayor historial de producción para determinar el caudal estabilizado del pozo. Se están llevando a cabo las actividades de desmontaje y el operador espera iniciar la perforación del pozo de desarrollo Índico 5 en febrero de 2022.

⁸ Mejor estimado de D&M

⁹ Mejor estimado de D&M de petróleo original bruto *in situ* 1P-3P.

¹⁰ 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.

La campaña de perforación 2022 incluye la perforación de 7-8 pozos brutos, incluyendo 1-2 pozos de desarrollo y 6-7 pozos de exploración. El programa de exploración apunta a proyectos de alto potencial cercanos al yacimiento adyacentes al bloque Llanos 34 o en línea con éste. La campaña de perforación se está llevando a cabo con dos equipos de perforación, uno actualmente activo en el bloque y el segundo que se incorporará en el 1S2022.

Total Colombia (incluyendo reservas en los bloques Llanos 34, CPO-5, Platanillo y Llanos 32)

Las reservas 2P de GeoPark en Colombia certificadas por D&M totalizaron 135,8 mmbbl en 2021, comparado con 141,0 mmbbl en 2020, como resultado de 11,4 mmboe de producción y revisiones técnicas negativas de 1,7 mmboe en el bloque Llanos 32, parcialmente contrarrestado por incorporaciones de reserva en el bloque Llanos 34 y, en menor medida, revisiones técnicas positivas en los bloques CPO-5 y Platanillo debido a un sólido rendimiento del reservorio.

Al 31 de diciembre de 2021, los bloques de GeoPark en Colombia incluyeron aproximadamente 88¹¹ sitios de futuras perforaciones de desarrollo (2P brutos).

El RLI de las reservas 1P fue de 7,2 años, mientras que el de las 2P fue de 11,9 años.

Chile

Las reservas 2P de GeoPark en Chile certificadas por D&M totalizaron 17,3 mmboe en 2021, comparado con 25,5 mmboe en 2020, con menores reservas como resultado de revisiones negativas debido a planes de desarrollo demorados en yacimientos menores y una producción de petróleo y gas de 0,9 mmboe.

El RLI de las reservas 1P fue de 5,1 años, y el de las reservas 2P fue de 19,8 años.

El Bloque Fell representó el 100% de las reservas 2P certificadas por D&M de GeoPark en Chile.

Las reservas 2P certificadas por D&M en Chile consistieron en 30% petróleo y 70% gas.

La campaña de perforación 2022 incluye la perforación de dos pozos de gas en la estructura geológica Jauke/Dicky, apuntando a iniciar la perforación del primer pozo en marzo de 2022.

Brasil

Las reservas 2P de GeoPark en Brasil certificadas por D&M totalizaron 2,5 mmboe comparado con 2,6 mmboe en 2020, reflejando una producción de 0,7 mmboe durante el 2021, parcialmente contrarrestado por revisiones técnicas positivas de 0,6 mmboe como resultado de un sólido rendimiento del reservorio en el yacimiento de gas Manatí.

El RLI de las reservas 1P fue de 3,5 años, y el de las reservas 2P fue de 3,7 años.

El yacimiento Manatí representó el 100% de las reservas 2P certificadas por D&M de GeoPark en Brasil.

Las reservas 2P certificadas por D&M en Brasil consistieron en 2% petróleo y condensado y 98% gas.

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 2022 y que, a la fecha de este comunicado, no se han cumplido.

¹¹ Mejor estimado de D&M

Argentina

Las reservas 2P de GeoPark en Argentina certificadas por D&M disminuyeron a 3,5 mmboe en 2021, comparado con 5,5 mmboe en 2020, como resultado de planes de desarrollo demorados, revisiones técnicas y una producción de petróleo y gas de 0,8 mmboe en 2021.

El RLI de las reservas 1P fue de 3,4 años, mientras que el de las 2P fue de 4,6 años.

Los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet representaron el 100% de las reservas 2P certificadas por D&M de GeoPark en Argentina.

Las reservas 2P certificadas por D&M en Argentina consistieron en 63% petróleo y 37% gas.

Actualización sobre el proceso de desinversión en Argentina

En noviembre de 2021, GeoPark aceptó una oferta para la desinversión de sus bloques no centrales Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet por un monto total de USD 16 millones. El proceso está actualmente en curso, con cierre previsto a fines de enero o inicios de febrero de 2022.

Resumen del Valor Actual Neto después de impuestos

La siguiente tabla presenta el NPV10 después de impuestos certificado por D&M al 31 de diciembre de 2021, comparado con el 2020:

País	Categoría de Reservas	NPV10 después de impuestos 2021 (USD mm)	NPV10 después de impuestos 2020 (USD mm)
Colombia	1P	1.274	1.477
	2P	2.019	2.136
	3P	2.918	3.094
Chile	1P	52	71
	2P	223	291
	3P	409	533
Brasil	1P	46	27
	2P	52	29
	3P	54	32
Argentina	1P	12	28
	2P	20	38
	3P	28	45
Total¹² (Certificado por D&M)	1P	1.384	1.603
	2P	2.313	2.493
	3P	3.409	3.703

¹² Las cifras consolidadas incluyen los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet en Argentina y en el yacimiento de gas Manatí en Brasil que están en proceso de desinversión. Se prevé el cierre de la transacción en Argentina a finales de enero o inicios de febrero de 2022, mientras que la transacción en Brasil 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.

Pronóstico del precio del petróleo

Las presunciones de precio utilizadas para estimar la viabilidad de las reservas PRMS y NPV10 después de impuestos en el 2021 y 2020 que D&M informa se detallan a continuación:

Precio del Petróleo Brent (USD/bbl)	2022	2023	2024	2025	2026	2027 y posterior
Reporte de Reservas 2021	74,9	66,4	67,7	69,1	70,5	71,9-80,0
Reporte de Reservas 2020	60,0	65,0	67,5	68,8	70,2	71,5-80,4

Cálculo del flujo de caja libre 2022 y sensibilidades a los diferentes precios del petróleo Brent

La siguiente tabla muestra las diferentes sensibilidades al precio del petróleo Brent utilizando como base el programa de trabajo 2022:

Flujo de caja libre 2022	(Caso base)		
	USD 65-70 por bbl	USD 75-80 por bbl	USD 80-85 por bbl
(en USD millones)			
Netback operativo	USD 400-450	USD 480-530	USD 530-560
EBITDA Ajustado	USD 350-400	USD 430-480	USD 480-510
Impuestos en efectivo	USD 40-45	USD 40-45	USD 40-45
Gastos de capital	USD 160-180	USD 160-180	USD 160-180
Pagos obligatorios de servicio de deuda ¹³	USD 38-42	USD 38-42	USD 38-42
flujo de caja libre	USD 90-140	USD 170-210	USD 210-250
Rendimiento del flujo de caja libre (en %)	11-18%	21-26%	26-32%

El EBITDA Ajustado se define como las ganancias para el ejercicio (determinadas como si no se hubiera adoptado la NIIF 16 Arrendamientos) 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 de exploración, devengamiento de pagos basados en acciones, resultados no obtenidos en contratos de gestión de riesgo de commodities, gastos geológicos y geofísicos asignados a proyectos capitalizados y otros eventos no recurrentes. El netback operativo es equivalente al EBITDA Ajustado antes de gastos de efectivo incluido en los Gastos Operativos, Administrativos, Geológicos y Geofísicos y otros gastos operativos.

El flujo de caja libre se utiliza aquí como EBITDA Ajustado menos impuestos a las ganancias pagados, incluido en el flujo de caja derivado de actividades de operación, menos gastos de capital incluidos en flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión, menos pagos de intereses obligatorios incluidos en flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación.

El rendimiento del flujo de caja libre se calcula como el flujo de caja libre dividido por el promedio de capitalización de mercado de GeoPark desde el 3 de enero al 29 de enero de 2022.

¹³ Excluyendo prepagos potenciales y voluntarios en la deuda financiera existente.

OTRAS NOTICIAS/ HECHOS RECIENTES

Fecha de informe para la publicación de resultados del 4T2021, conferencia telefónica y transmisión por internet (webcast)

GeoPark informará los resultados financieros del 4T2021 y los resultados anuales de 2021 el miércoles 9 de marzo de 2022, luego del cierre de los mercados.

Conjuntamente con el comunicado de prensa de resultados del 4T2021, la Gerencia de GeoPark realizará una conferencia telefónica sobre estos resultados financieros del 4T2021 el 10 de marzo de 2022 a las 10:00 de la mañana hora del este.

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/3575585/D8C22C704081598319ACA0C7BF36387F>

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

Participantes de Estados Unidos: 844-200-6205
Participantes internacionales: +1 929-526-1599
Código de entrada: 376830

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

1P	Reservas probadas
2P	Reservas probadas y probables
3P	Reservas probadas, probables y posibles
boe	Barriles de petróleo equivalente (6.000 cf gas vendible por bbl de petróleo equivalente)
boepd	Barriles de petróleo equivalente por día
bopd	Barriles de petróleo por día
Reservas Certificadas	Hace referencia a las reservas pertenecientes a la participación de GeoPark antes de las regalías pagadas en especie, evaluadas de manera independiente por la consultora petrolera DeGolyer and MacNaughton Corp. ("D&M")
EUR	Recuperación máxima esperada
Costo D&D	Costo de descubrimiento y desarrollo, calculado como cash flow no auditado de actividades de inversión dividido por la suma de las reservas netas aplicables antes de cambios en capital de desarrollo futuro.
mboed	Miles de barriles de petróleo equivalente por día
mmboed	Millones de barriles de petróleo equivalente por día
mmbbl	Millones de barriles de petróleo
mcfpd	Miles de pies cúbicos estándar por día
mmcfpd	Millones de pies cúbicos estándar por día
NPV10 después de impuestos	Valor Actual Neto después de impuestos descontado a un índice del 10%
PD	Reservas probadas desarrolladas
PUD	Reservas probadas no desarrolladas
PRMS	Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos
RLI	Índice de Vida de Reservas
RRR	Índice de Reposición de Reservas
km²	Kilómetros cuadrados
WI	Participación en la explotación

AVISO

Para información adicional sobre GeoPark, por favor remitirse a la sección "Apoyo al Inversor" en el sitio web www.geo-park.com

Las estimaciones de reservas provistas en este comunicado son solo estimadas y no se garantiza que las reservas estimadas serán recuperadas. Las reservas reales pueden resultar ser finalmente mayores o menores a las estimadas en el presente comunicado. Las declaraciones relativas a reservas son, por su naturaleza, declaraciones prospectivas.

Las reservas de gas estimadas en el presente son reservas a producir por los reservorios y disponibles a ser enviadas al gasoducto luego de la separación y previo a la compresión. Las reservas de gas estimadas en el presente incluyen gas fuel.

Montos y porcentajes redondeados: Ciertos montos y porcentajes incluidos en este comunicado de prensa fueron redondeados para facilitar la presentación. Las cifras porcentuales incluidas en este comunicado no han sido calculadas sobre la base de dichas cifras redondeadas sino sobre la base de esos montos previo al redondeo. Por este motivo, ciertos montos porcentuales en este comunicado pueden variar con respecto a aquellos montos obtenidos mediante los mismos cálculos usando las cifras de los estados contables. Además, es posible que otras cantidades que aparecen en este comunicado no sumen debido al redondeo.

Las cifras de producción de petróleo y de gas incluidas en este comunicado se expresan antes del efecto de las regalías pagadas en especie, consumo y pérdidas.

Todas las evaluaciones de los ingresos netos futuros que contienen los Informes de D&M se realizaron luego de deducir – de los ingresos brutos - las regalías en efectivo, los costos de desarrollo, los gastos operativos, los impuestos a la producción y a las ganancias, aranceles, pagos sujetos a ganancias futuras, costos de abandono de pozos e impuestos a las ganancias por país. No se deberá asumir que las estimaciones de ingresos netos futuros presentadas en las tablas representan el valor razonable de mercado de las reservas. La producción real, ingresos, impuestos y gastos de desarrollo y operativos con respecto a las reservas asociadas con los activos de la Compañía pueden variar de la información presentada aquí, y dichas variaciones pueden ser considerables. Además, no existe certeza de que el precio pronosticado y las presunciones de costos del Informe de D&M se alcanzarán, y las variaciones pueden ser considerables.

ADVERTENCIAS ACERCA DE LA INFORMACION PROSPECTIVA

El presente comunicado de prensa contiene declaraciones que constituyen declaraciones prospectivas. Muchas de las declaraciones prospectivas en este comunicado pueden identificarse por el uso de palabras como: "anticipar", "creer", "podría", "esperar", "debería", "planear", "tener la intención", "estimar" y "potencial", entre otras.

Las declaraciones prospectivas que aparecen en varios párrafos del presente comunicado incluyen, entre otras, declaraciones respecto a la intención, convicción o expectativas actuales, sobre diversos asuntos incluyendo el NPV10 después de impuestos y NPV10 después de impuestos/estimaciones de la acción, nuestras reservas, el proceso de desinversión de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet y el yacimiento de gas Manatí, los ingresos futuros estimados, los flujos de caja libre y el pronóstico del precio del petróleo. 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, por sus siglas en inglés).

Información sobre las reservas de petróleo y de gas: La Comisión de Valores de los EE.UU. (SEC) permite a las compañías de petróleo y de gas, en sus presentaciones ante este organismo, divulgar solo las reservas probadas, probables y posibles que cumplen con las definiciones de la SEC para dichos términos. GeoPark utiliza ciertos términos en este comunicado, tales como "Reservas PRMS" que las directivas de la SEC no le permiten a GeoPark incluir en las presentaciones ante este organismo. 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 NPV10 después de impuestos para las reservas PRMS 1P, 2P y 3P no reemplaza la medida normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados para las reservas probadas de la SEC.