



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCION INMEDIATA

GEOPARK ANUNCIA RESERVAS CONSOLIDADAS CERTIFICADAS 2P DEL 2022 DE 128 MILLONES DE BOE CON UN VALOR PRESENTE NETO (DESPUÉS DE IMPUESTOS) DE USD 1,8 MIL MILLONES

EN COLOMBIA:

RESERVAS CERTIFICADAS 2P DEL 2022 DE 110 MILLONES DE BOE CON UN VALOR PRESENTE NETO (DESPUÉS DE IMPUESTOS) DE USD 1,6 MIL MILLONES

105% DE REEMPLAZO DE RESERVAS DE RESERVAS PROBADAS DESARROLLADAS

Bogotá, Colombia – 2 de febrero de 2023 - 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 2022.

Todas las reservas incluidas 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 expresan en dólares estadounidenses. Las definiciones de los términos están contenidas en el Glosario de la página 11.

Reservas de petróleo y gas certificadas por D&M al cierre del año 2022 y puntos sobresalientes:

Reservas de Colombia

- **Reservas PD:** reservas probadas desarrolladas (PD) en Colombia de 50,4 mmboe, con un índice de vida de reserva (RLI) PD de 4,1 años.
- **Reservas 1P:** reservas probadas (1P) en Colombia de 69,9 mmboe, con un RLI 1P de 5,7 años. Valor presente neto después de impuestos, descontado al 10% (NPV10 después de impuestos) de reservas 1P: USD 1,1 mil millones.
- **Reservas 2P:** reservas probadas y probables (2P) en Colombia de 109,9 mmboe, con un RLI 2P de 8,9 años. NPV10 después de impuestos de reservas 2P de USD 1,6 mil millones.
- **Reservas 3P:** reservas probadas, probables y posibles (3P) en Colombia de 163,6 mmboe, con un RLI 3P de 13,3 años. NPV10 después de impuestos de reservas 3P de USD 2,2 mil millones.
- **Capital de desarrollo futuro:** capital de desarrollo futuro para el desarrollo de reservas 1P, 2P y 3P en Colombia de USD 2,2 por barril, USD 2,1 por barril y USD 2,2 por barril, respectivamente.

Reservas consolidadas

- **Reservas PD:** reservas PD de 56,0 mmboe, con un RLI PD de 4,0 años.
- **Reservas 1P:** reservas 1P de 76,1 mmboe, con un RLI 1P de 5,4 años. NPV10 después de impuestos de reservas 1P de USD 1,2 mil millones.
- **Reservas 2P:** reservas 2P de 128,4 mmboe, con un RLI 2P de 9,1 años. NPV10 después de impuestos de reservas 2P de USD 1,8 mil millones.

- **Reservas 3P:** reservas 3P de 196,3 mmbob, con un RLI 3P de 13,9 años. NPV10 después de impuestos de reservas 3P de USD 2,6 mil millones.
- **Capital de desarrollo futuro:** capital de desarrollo futuro para el desarrollo de reservas 1P, 2P y 3P de USD 2,1 por barril, USD 2,7 por barril y USD 2,8 por barril, respectivamente.

Valor presente neto y valor por acción

- NPV10 2P después de impuestos de USD 1,8 mil millones
- NPV10 2P ajustado a deuda neta después de impuestos: USD 24,7 por acción (USD 21,0 por acción en Colombia).

Hechos recientes (no incluidos en la certificación al cierre de 2022 de D&M)

- Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%): se inició la perforación del pozo de exploración Guaco Sur 1 y alcanzó una profundidad total en diciembre de 2022. Las actividades iniciales de testeó desarrolladas en la formación Guadalupe muestran actualmente un índice de producción de 976 bopd de 22 grados API con un corte de agua del 11%, después de dos días de testeó.
- CPO-5 (no operado por GeoPark con una participación del 30%): se inició la perforación del prospecto de exploración Yarico 1 a finales de enero de 2023, apuntando a un prospecto de exploración adyacente al yacimiento Mariposa, y se espera alcanzar una profundidad total a finales de febrero o inicios de marzo de 2023. Se espera que Yarico 1 sea seguido por el pozo de exploración Halcón 1, apuntando a un prospecto de exploración en la parte norte del bloque, adyacente al bloque Llanos 34.
- Llanos 87 (operado por GeoPark con una participación del 50%): el pozo de exploración Tororoi 1 alcanzó su profundidad total en diciembre de 2022, con información preliminar de perfiles que indican la presencia de hidrocarburos en las formaciones Ubaque, Guadalupe (Barco) y Mirador. Actualmente perforando el pozo de exploración Zorzal 1, apuntando a alcanzar una profundidad total hacia mediados de febrero de 2023.
- Platanillo (operado por GeoPark con una participación del 100%): se inició la perforación del pozo de exploración Alea NW 1 en septiembre de 2022 con información preliminar de perfiles que indican la presencia de hidrocarburos en las formaciones U y N. Las pruebas de producción en la formación N comenzaron en enero de 2023 con índices iniciales de 245 bopd.

Programa de trabajo 2023: crecimiento de la producción, perforación de más pozos y retribución a los accionistas

- Pautas de producción 2023 de 39.500-41.500 boepd (sin considerar la producción del programa de perforación exploratoria).
- Programa de gastos de capital 2023 auto financiado de USD 200- 220 millones para perforar 50-55 pozos brutos (incluyendo 10-15 pozos de exploración y de avanzada de alto potencial).
- A un precio Brent de USD 80-90 por bbl, GeoPark espera generar un EBITDA ajustado de USD 510-580 millones y un flujo de caja libre¹ de USD 120-140 millones².
- Apuntando a un retorno aproximado del 40-50% de flujo de caja libre después de impuestos a los accionistas.

Andrés Ocampo, CEO de GeoPark, manifestó: "Apoyados en nuestro gran inventario de reservas rentables de bajo riesgo y bajo costo, una vez más GeoPark aumentó la producción, el flujo de caja y los retornos a los accionistas en el 2022. Comenzamos el 2023 posicionados excepcionalmente para continuar generando valor a través del desarrollo de nuestro inventario de proyectos plurianuales con más producción y más perforación, incluyendo un extenso programa de exploración en áreas probadas que puede ser rápidamente convertido en producción y flujo de caja y un fuerte compromiso en retornar 40-50% del flujo de caja libre a los accionistas".

¹ No es posible para la Compañía presentar una reconciliación cuantitativa del EBITDA ajustado 2023, que es una medida prospectiva fuera de las PCGA, ya que no puede predecir de manera confiable algunos de los componentes necesarios, tales como bajas por esfuerzos no exitosos de exploración o pérdidas por deterioro en activos no financieros, etc. Dado que el flujo de caja se calcula basado en el EBITDA ajustado, por razones similares, la Compañía no proporciona una reconciliación cuantitativa del pronóstico del flujo de caja libre de 2023.

² El flujo de caja libre se utiliza aquí como EBITDA ajustado menos los gastos de capital, pagos de intereses obligatorios e impuestos pagados en efectivo. Los impuestos en efectivo de 2023 incluyen los estimados preliminares de GeoPark del impacto total de la nueva reforma tributaria en Colombia, independientemente del momento de su impacto sobre el efectivo, previsto en 2023 o inicios de 2024.

Valor presente neto por acción y por país

La siguiente tabla presenta el NPV 2P de GeoPark después de impuestos por acción, por país al 31 de diciembre de 2022.

Valor presente neto por acción en 2022	Colombia	Chile	Brasil	Ecuador	Total
Reservas 2P (mmboe)	109,9	14,6	2,0	1,8	128,4
NPV10 2P después de impuestos (USD Millones)	1.580	159	33	21	1.793
Acciones en circulación (millones)	57,6	57,6	57,6	57,6	57,6
(USD/ acción)	27,4	2,7	0,6	0,3	31,1

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

NPV10 2P del 2022 ajustado por deuda neta después de impuestos por acción	Colombia	Total
NPV10 2P después de impuestos (USD Millones)	1.580	1.793
Acciones en circulación (millones)	57,6	57,6
Subtotal (USD/ acción)	27,4	31,1
Deuda Neta ^a /Acción (USD/ Acción)	-6,4	-6,4
NPV10 2P ajustado por deuda neta después de impuestos por acción (USD/ acción)	21,0	24,7

(a) El NPV10 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 497,6 millones menos USD 128,8 millones de efectivo & equivalentes de efectivo (ambas cifras sin auditar y al 31 de diciembre de 2022).

Evolución de reservas del cierre del 2021 al cierre de 2022

Colombia (mmboe)	PD	1P	2P	3P
Resumen de reservas al cierre de 2021	49,9	82,2	135,8	211,0
Producción 2022	-12,3	-12,3	-12,3	-12,3
Descubrimientos y extensiones	12,0	0,2	1,9	4,8
Revisiones técnicas (*)	1,2	2,3	-11,0	-35,5
Factores económicos	-0,3	-2,5	-4,4	-4,4
Resumen de reservas al cierre de 2022	50,4	69,9	109,9	163,6
Vida de reservas 2022 (años)	4,1	5,7	8,9	13,3
Total (mmboe)	PD	1P	2P	3P
Reservas al cierre de 2021	58,1	91,6	159,2	248,3
Producción 2022	-14,1	-14,1	-14,1	-14,1
Descubrimientos y extensiones	12,7	1,1	4,1	8,7
Revisiones técnicas (*)	1,7	2,9	-12,7	-38,1
Factores económicos	-0,5	-2,8	-4,5	-4,4
Desinversiones (Argentina)	-2,0	-2,6	-3,5	-4,1
Reservas al cierre de 2022	56,0	76,1	128,4	196,3
Vida de reservas 2022 (años)	4,0	5,4	9,1	13,9

(*) Las revisiones técnicas negativas de las reservas 2P y 3P fueron asociadas principalmente a los bloques Llanos 34 y CPO-5 y, en menor medida, al bloque Fell, parcialmente contrarrestado por revisiones técnicas positivas en el bloque Platanillo.

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)³ y el valor unitario por boe y por categoría de reservas certificadas al 31 de diciembre de 2022:

Colombia	PD	1P	2P	3P
Capital de desarrollo futuro (USD millones)	30,3	150,6	235,4	358,8
Reservas (mmboe)	50,4	69,9	109,9	163,6
Capital de desarrollo futuro (USD/boe)	0,6	2,2	2,1	2,2

Total	PD	1P	2P	3P
Capital de desarrollo futuro (USD millones)	30,3	159,2	349,2	543,8
Reservas (mmboe)	56,0	76,1	128,4	196,3
Capital de desarrollo futuro (USD/boe)	0,5	2,1	2,7	2,8

³ Basado en planes de desarrollo de la Compañía.

Resumen de reservas al cierre de 2022

Conforme a la producción de petróleo y de gas de 14,1 mmbœ en 2022, D&M certificó reservas 2P por 128,4 mmbœ (91% de petróleo y 9% de gas) al 31 de diciembre de 2022. Por país, las reservas 2P fueron 86% en Colombia, 11% en Chile, 2% en Brasil y 1% en Ecuador.

Resumen de reservas por país y categoría

País	Categoría de reservas	Diciembre 2022 (mmbœ)	% petróleo	Diciembre 2021 (mmbœ)	% Cambio
Colombia	PD	50,4	100%	49,9	1%
	1P	69,9	100%	82,2	-15%
	2P	109,9	100%	135,8	-19%
	3P	163,6	100%	211,0	-22%
Chile	PD	3,4	31%	3,8	-11%
	1P	4,1	39%	4,4	-7%
	2P	14,6	35%	17,3	-16%
	3P	27,0	34%	30,4	-11%
Brasil	PD	1,7	0%	2,5	-32%
	1P	1,7	0%	2,5	-32%
	2P	2,0	0%	2,6	-23%
	3P	2,1	1%	2,8	-25%
Ecuador	PD	0,5	100%	-	-
	1P	0,5	100%	-	-
	2P	1,8	100%	-	-
	3P	3,5	100%	-	-
Argentina	PD	-	-	2,0	-
	1P	-	-	2,6	-
	2P	-	-	3,5	-
	3P	-	-	4,1	-
Total (Certificado por D&M)	PD	56,0	92%	58,1	-4%
	1P	76,1	94%	91,6	-17%
	2P	128,4	91%	159,2	-19%
	3P	196,3	90%	248,3	-21%
Total Pro Forma (Excluyendo Argentina)	PD	56,0	92%	56,1	0%
	1P	76,1	94%	89,0	-14%
	2P	128,4	91%	155,7	-18%
	3P	196,3	90%	244,2	-20%

Análisis por país

Colombia

Bloque Llanos 34

La producción bruta promedio de Llanos 34 aumentó un 2% a 57.016 bopd (o 25.657 bopd netos) en el 2022 comparado con el 2021.

El plan de perforación de GeoPark en el 2022 en el bloque Llanos 34 se centró en proyectos de desarrollo de bajo riesgo que resultaron en incorporaciones de reservas PD netas con un reemplazo de reservas del 86% y, en menor medida, en pozos de avanzada y de delineación más riesgosos que continuaron delineando los yacimientos Jacana y Tigui.

El bloque Llanos 34 representó el 85%, 80% y 79% de las reservas 1P, 2P y 3P de GeoPark en Colombia certificadas por D&M, respectivamente.

Las reservas 2P en el bloque Llanos 34 de GeoPark en Colombia certificadas por D&M totalizaron 87,7 mmbbl en el 2022, comparado con 105,8 mmbbl en el 2021, principalmente como resultado de la producción de 9,4 mmbbl, 5,8 mmbbl de revisiones técnicas negativas y 2,9 mmbbl de factores económicos.

Al 31 de diciembre de 2022, el Bloque Llanos 34 incluyó aproximadamente 49 locaciones de futuras perforaciones de desarrollo (2P brutos)⁴.

El RLI 1P fue de 6,3 años, mientras que el RLI 2P fue de 9,4 años.

Se estima que el petróleo bruto original in situ en el bloque Llanos 34 es de 0,85-1 mil millones de barriles⁵. Producción acumulada desde el 2012 a 2022 de aproximadamente 156 mmbbl brutos, representando una recuperación de aproximadamente 15-18% del petróleo original in situ, mientras que las reservas 2P consideran un factor de recuperación máximo de aproximadamente 38%.

Bloque CPO-5

La producción bruta promedio del bloque CPO-5 alcanzó un nuevo récord máximo y aumentó un 50% a 18.600 bopd en el 2022, comparado con el 2021, con rendimiento de reservorio sólido permanente en el yacimiento Índico.

El plan de perforación de 2022 ejecutado por el operador en el bloque CPO-5 incluyó la perforación de desarrollo exitosa del yacimiento Índico y un nuevo descubrimiento de petróleo, Cante Flamenco, que resultó en incorporaciones de reservas totales netas PD y 1P con un reemplazo de reservas de 200% y 157%.

Durante el 2022, D&M actualizó su revisión del modelo geológico en el yacimiento Índico que incluyó una reinterpretación de la sísmica 3D y geología estructural basada en nueva información proporcionada por nuevos pozos perforados que dieron como resultado revisiones técnicas negativas a reservas netas 2P por aproximadamente 7 mmbbl y a reservas netas 3P por aproximadamente 31 mmbbl. El programa de trabajo 2023 incluye actividades de perforación para continuar con la delineación de la parte noroeste del yacimiento Índico.

El bloque CPO-5 representó el 9%, 11% y 12% 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 12,6 mmbbl en el 2022, comparado con 20,0 mmbbl en el 2021, reflejando principalmente 2,0 mmbbl de producción y revisiones técnicas negativas de aproximadamente 7 mmbbl, parcialmente contrarrestado por descubrimientos de 1,9 mmbbl.

⁴ Mejor estimado de D&M.

⁵ Mejor estimado de D&M del petróleo original bruto in situ de 1P y 3P.

El RLI 1P fue de 3,8 años, mientras que el RLI 2P fue de 6,2 años.

La campaña de perforación de 2023 incluye la perforación de 4-6 pozos brutos, incluyendo 1-2 pozos de desarrollo y 3-4 pozos de exploración. El programa de exploración apunta a proyectos de alto potencial cercanos al yacimiento, adyacentes y en línea con el bloque Llanos 34.

Total Colombia (bloques Llanos 34, CPO-5, Platanillo y Llanos 32)

Las reservas 2P de GeoPark en Colombia certificadas por D&M totalizaron 109,9 mmbbl en 2022 comparado con 135,8 mmbbl en 2021, como resultado de 12,3 mmboe de producción, revisiones técnicas negativas de 11,0 mmbbl (principalmente en los bloques Llanos 34 y CPO-5, parcialmente contrarrestado por revisiones positivas en el bloque Platanillo) y 4,4 mmbbl de reservas más bajas debido a factores económicos, parcialmente contrarrestado por 1,9 mmbbl de incorporación de reservas en el bloque CPO-5 relativo al descubrimiento del yacimiento de petróleo Cante Flamenco.

Al 31 de diciembre de 2022, los bloques de GeoPark en Colombia incluyeron aproximadamente 78 locaciones de futuras perforaciones de desarrollo (2P brutos)⁶.

El RLI 1P fue de 5,7 años, mientras que el RLI 2P fue de 8,9 años.

Chile

Las reservas 2P de GeoPark en Chile certificadas por D&M totalizaron 14,6 mmboe en el 2022, comparado con 17,3 mmboe en el 2021, con reservas más bajas como resultado de revisiones negativas de 1,9 mmboe y producción de petróleo y gas de 0,9 mmboe.

El RLI 1P fue de 4,8 años, y el RLI 2P fue de 17,1 años.

El Bloque Fell (operado por GeoPark con una participación del 100%) representó el 100% de las reservas 2P de GeoPark en Chile certificadas por D&M.

Las reservas 2P certificadas por D&M en Chile consistieron en 35% petróleo y 65% gas.

Brasil

Las reservas 2P de GeoPark en Brasil certificadas por D&M totalizaron 2,0 mmboe comparado con 2,5 mmboe en 2021, reflejando una producción de 0,5 mmboe durante el 2022.

El RLI 1P fue de 3,0 años, y el RLI 2P fue de 3,7 años.

El yacimiento Manatí (no operado por GeoPark con una participación del 10%) representó 100% de las reservas 2P de GeoPark en Brasil certificadas por D&M.

Las reservas 2P certificadas por D&M en Brasil consistieron en menos del 1% petróleo y condensado y más del 99% gas.

Ecuador

Las reservas 2P de GeoPark en Ecuador certificadas por D&M totalizaron 1,8 mmbbl, resultado de las actividades exitosas de perforación exploratoria llevadas a cabo en 2022 en los bloques Perico (no operado por GeoPark con una participación del 50%) y Espejo (operado por GeoPark con una participación del 50%). Se prevén mayores actividades de perforación de desarrollo y avanzada en el 2023 para continuar la delineación de los yacimientos.

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

Los bloques Perico y Espejo representaron el 100% de las reservas 2P de GeoPark en Ecuador certificadas por D&M.

⁶ Mejor estimado de D&M

Las reservas 2P D&M de GeoPark en Ecuador fueron 100% petróleo.

La campaña de perforación 2023 incluye la perforación de 3-4 pozos brutos de exploración y de avanzada en los bloques Espejo y Perico.

Argentina

En noviembre de 2021, GeoPark aceptó una oferta para la desinversión de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet representando el 100% de las reservas de GeoPark en Argentina por USD 16 millones. La transacción se cerró en enero de 2022.

Resumen del valor presente neto después de impuestos

La siguiente tabla presenta el NPV10 después de impuestos certificado por D&M al 31 de diciembre de 2022, comparado con el 2021:

País	Categoría de reservas	NPV10 después de impuestos 2022 (USD mm)	NPV10 después de impuestos 2021 (USD mm)
Colombia	1P	1.088	1.274
	2P	1.580	2.019
	3P	2.240	2.918
Chile	1P	41	52
	2P	159	223
	3P	320	409
Brasil	1P	26	46
	2P	33	52
	3P	35	54
Ecuador	1P	14	-
	2P	21	-
	3P	34	-
Argentina	1P	-	12
	2P	-	20
	3P	-	28
Total	1P	1.169	1.384
(Certificado por D&M)	2P	1.793	2.313
	3P	2.629	3.409

Reforma tributaria en Colombia

En noviembre de 2022, el Congreso de Colombia aprobó una reforma tributaria que contempla un incremento en la participación gubernamental en la industria del petróleo y gas que entra en vigencia a inicios del año fiscal 2023. Los impactos principales incluyen disposiciones que impiden la deducción de regalías pagadas al gobierno del cálculo del impuesto a las ganancias y un recargo vinculado al precio del petróleo Brent.

Luego de considerar la reforma tributaria recientemente aprobada, el NPV10 consolidado de GeoPark después de impuestos de las reservas 1P y 2P disminuyó en un 10-12%⁷.

⁷ Basado en estimaciones internas.

Pronóstico del precio de petróleo

Las presunciones de precio utilizadas para estimar la viabilidad de las reservas PRMS y NPV10 después de impuestos en el 2022 y 2021 que D&M informa se detallan a continuación:

Precio Petróleo Brent (USD/bbl)	2023	2024	2025	2026	2027	2028 y posterior
Reporte de reservas 2022	92,5	67,3	68,9	70,6	72,2	73,9-80,0
Reporte de reservas 2021	66,4	67,7	69,1	70,5	71,9	73,3-80,0

OTRAS NOTICIAS

Fecha de informe, conferencia telefónica y transmisión por internet (webcast) de los resultados financieros del 4T2022.

GeoPark informará sus resultados financieros del 4T2022 y los resultados anuales del 2022 el 8 de marzo de 2023, luego del cierre de los mercados.

Conjuntamente con el comunicado de prensa de resultados del 4T2022, la Gerencia de GeoPark realizará una conferencia telefónica sobre estos resultados el 9 de marzo de 2023 a las 10:00 de la mañana (hora del este).

Para escuchar la conferencia, los participantes podrán acceder a la transmisión vía Internet ubicada en la sección "Invierta con nosotros" en el sitio web de la Compañía en www.geo-park.com, o pulsando el enlace a continuación:

<https://events.q4inc.com/attendee/741237333>

Las partes interesadas pueden participar de la conferencia telefónica a través de los siguientes números de teléfono:

Participantes de los Estados Unidos: 844-200-6205

Participantes internacionales: +1 929-526-1599

Código de acceso: 824273

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 para escuchar en el webcast.

Después de concluir la llamada en vivo, se subirá un archivo de la reproducción del webcast en la sección Invierta con Nosotros 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 de gas comercializable por bbl de petróleo equivalente) Gas comercializable se define como el total de gas producido a partir de un reservorio luego de la reducción por contracción, como resultado de la separación del yacimiento; procesamiento incluyendo la remoción de gas no hidrocarburo para cumplir con las especificaciones del ducto; y quema y otras pérdidas no derivadas del uso de combustible.
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
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 del 10%	Valor Presente 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
sq km	Kilómetros cuadrados
WI	Participación en la explotación

AVISO

Para información adicional sobre GeoPark, por favor remitirse a la sección "Invierta con Nosotros" 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 las 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 otros montos reflejados 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, los ingresos futuros estimados, los gastos de capital, el EBITDA Ajustado, los flujos de caja libre, las pautas de producción esperadas, el pronóstico de los precios del petróleo y retornos a los accionistas. 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).

El presente comunicado contiene métricas de petróleo y gas, incluyendo el NPV después de impuestos por acción, índice de vida de las reservas, NPV ajustado a deuda neta por acción, etc; esta métricas no tienen un significado estandarizado o métodos estándares de cálculo y, por ello, no deben ser comparables a medidas similares utilizadas por otras compañías y no deberían usarse para realizar comparaciones. Tales métricas han sido incluidas en el presente comunicado para proporcionar al lector medidas adicionales para evaluar el rendimiento de la Compañía; sin embargo tales métricas no son indicadores confiables del rendimiento futuro de la Compañía y el rendimiento futuro puede no compararse con el rendimiento en períodos previos.

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 de ello, la información de la Compañía en las presentaciones ante la SEC con respecto a las reservas diferirá de manera significativa de la información en este comunicado. 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.