



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

**GEOPARK ANUNCIA RESERVAS 2P CERTIFICADAS 2020 DE 175 MILLONES BOE
CON UN VALOR ACTUAL NETO (DESPUÉS DE IMPUESTOS) DE USD 2,5 MIL
MILLONES**

EN COLOMBIA:

**199% REEMPLAZO DE RESERVAS AUMENTÓ RESERVAS 2P CERTIFICADAS 2020 A
141 MILLONES BOE CON UN VALOR ACTUAL NETO (DESPUÉS DE IMPUESTOS) DE
USD 2,1 MIL MILLONES**

**RECURSOS EXPLORATORIOS DE MÁS DE 750 MILLONES DE BARRILES EN
COLOMBIA**

Bogotá, Colombia - 18 de febrero 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 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 2020.

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 expresan en Dólares Estadounidenses. Las definiciones de los términos están contenidas en el Glosario de la página 12.

Reservas de petróleo y gas certificadas por D&M 2020 y puntos sobresalientes:

Desarrollando el bloque central base Llanos 34 de GeoPark (operado por GeoPark con una participación del 45%), sumando las reservas y producción crecientes de Amerisur y siguiendo un programa de trabajo 2020 limitado con foco puesto en proyectos de menor riesgo, la Compañía informa:

Reservas de Colombia

- **Reservas PD:** las reservas probadas desarrolladas (PD) en Colombia aumentaron un 13% a 48,0 mmmboe, con un índice de vida de reserva (RLI) PD de 3,9 años.
- **Reservas 1P:** las reservas probadas (1P) en Colombia se mantuvieron estables a 95,2 mmmboe, con un RLI 1P de 7,8 años. El valor actual neto luego del descuento impositivo del 10% (NPV10 después de impuestos) de reservas 1P disminuyó un 6% a USD 1,5 mil millones debido a un pronóstico de precio menor.
- **Reservas 2P:** las reservas probadas y probables (2P) en Colombia aumentaron un 9% a 141,0 mmmboe, con un índice RLI 2P de 11,6 años. El NPV10 después de impuestos de las reservas 2P aumentó un 3% a USD 2,1 mil millones.
- **Reservas 3P:** las reservas probadas, probables y posibles (3P) en Colombia aumentaron un 28% a 216,4 mmmboe, con un índice RLI 3P de 17,8 años. El NPV10 después de impuestos de las reservas 3P

aumentó un 17% a USD 3,1 mil millones.

- **Reservas bloque CPO-5:** reservas brutas 2P y 3P en el bloque CPO-5 (no operado por GeoPark con una participación del 30%) de 70,5 mmbbl y 167,0 mmbbl, respectivamente, que reflejan el significativo potencial de los yacimientos de petróleo liviano existentes Índico y Mariposa en el bloque CPO-5, con reservas netas 2P y 3P de 21,1 mmbbl y 50,1 mmbbl, respectivamente.
- **Incorporaciones e índice de reemplazo de reservas:** luego de la producción récord de 12,2 mmbbl, la Compañía incorporó 17,8 mmboe de reservas PD y 24,2 mmboe de reservas 2P alcanzando un reemplazo de reservas PD y 2P de 146% y 199% respectivamente.

Reservas consolidadas¹

- **Reservas PD:** las reservas PD aumentaron un 12% a 58,5 mmboe, con un RLI PD de 4,0 años.
- **Reservas 1P:** las reservas 1P disminuyeron un 2% a 109,3 mmboe, con un índice RLI 1P de 7,4 años. El NPV10 después de impuestos de las reservas 1P disminuyó un 10% a USD 1,6 mil millones.
- **Reservas 2P:** las reservas 2P aumentaron un 6% a 174,7 mmboe, con un índice RLI 2P de 11,9 años. El NVP10 después de impuestos de las reservas 2P permanecieron estables a USD 2,5 mil millones
- **Reservas 3P:** las reservas 3P aumentaron un 19% a 270,9 mmboe, con un índice RLI 2P de 18,4 años. El NPV10 después de impuestos de las reservas 2P aumentó un 12% a USD 3,7 mil millones.
- **Incorporaciones e índice de reemplazo de reservas:** luego de la producción récord de 14,7 mmboe, la Compañía incorporó 20,8 mmboe de reservas PD y 24,0 mmboe de reservas 2P alcanzando un reemplazo de reservas PD y 2P de 141% y 163% respectivamente.

Valor actual neto y valor por acción

- El NPV10 después de impuestos de las reservas 2P de GeoPark es de de USD 2,5 mil millones.
- El NPV10 de las reservas 2P de GeoPark ajustado a deuda neta es de USD 31,3 por acción (USD 25,5 por acción correspondiente a Colombia).

Inventario de Exploración optimizado con más de 750 millones de bbl de potencial de recurso recuperable en Colombia

- Bloque CPO-5²: 400-900 mmbbl recursos de exploración recuperables brutos, o 120-270 mmbbl neto para GeoPark.
- Otros bloques en la cuenca Llanos²: 110-210 mmbbl de recursos de exploración recuperables, netos para GeoPark.
- Bloques Cuenca Putumayo²: 150-300 mmbbl de recursos de exploración recuperables, netos para GeoPark.
- Bloques Cuenca Oriente (Ecuador)²: 14-29 mmbbl de recursos de exploración recuperables, netos para GeoPark.

¹ Las comparaciones del NPV10 después de impuestos y de las reservas con respecto al 2019 hacen referencia a cifras 2019 pro forma, que excluyen reservas del bloque Morona en Perú y del bloque REC-T-128 en Brasil. El 15 de julio de 2020, GeoPark notificó su decisión irrevocable de retirarse del bloque no productivo Morona (Bloque 64) en Perú, debido a la prolongada fuerza mayor que permite la terminación del contrato de licencia. También, en julio de 2020, GeoPark inició el proceso de cesión para la venta de su participación del 70% en el bloque actualmente no productivo REC-T-128 en Brasil. Como resultado de lo anterior, las reservas y el NPV10 después de impuestos correspondiente al bloque Morona y al bloque REC-T-128 se han excluido de la certificación D&M 2020.

² 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.

James F. Park, CEO de GeoPark, manifestó: "Gracias y felicitaciones a nuestro equipo por estos sólidos resultados del 2020 en un año extraordinariamente desafiante, donde la mayor parte de nuestra atención estuvo en mantener nuestras comunidades y personas seguras y con salud y donde hemos reducido de manera significativa los programas de trabajo. Anunciamos previamente nuestro éxito en la producción creciente en el 2020 por 18º año consecutivo. Luego de un año de producción récord (y ajustado a partir de la venta de nuestro bloque no productivo Morona), hemos logrado reemplazar la totalidad de nuestro producción de petróleo y gas y seguir incrementando nuestras reservas PD, 2P y 3P totales. Esto, nuevamente, destaca la calidad de nuestros activos, los beneficios de nuestro programa de trabajo flexible y auto financiado y nuestra capacidad de asignar de manera eficiente el capital aún en los escenarios más duros. Nuestra gran base de reservas certificadas nos proporciona un poderoso inventario de oportunidades de perforación de bajo costo y bajo riesgo, para continuar generando y aumentando el flujo de efectivo en el corto y mediano plazo. Otras buenas noticias se relacionan con la gran certificación de recursos de exploración en nuestras áreas expandidas en Colombia que demuestran el atractivo de nuestra posición y el gran margen de crecimiento que tenemos en el corto, mediano y largo plazo."

Evolución de reservas certificadas por D&M del cierre del 2019 al cierre de 2020

Colombia (mmboe)	PD	1P	2P	3P
Resumen de reservas al cierre de 2019 (tal como fue informado)	42,4	95,9	129,0	168,9
Producción 2020	-12,2	-12,2	-12,2	-12,2
Cambio neto	12,4	3,1	-2,5	1,0
Adquisiciones ⁴	5,4	8,3	26,7	58,7
Resumen de reservas al cierre de 2020	48,0	95,2	141,0	216,4
Reemplazo de reservas, incluyendo adquisiciones	146%	94%	199%	490%
Vida de reservas (años)	3,9	7,8	11,6	17,8
Total (mmboe)	PD	1P	2P	3P
Resumen de reservas al cierre de 2019 (tal como fue informado)	52,4	130,6	197,3	351,2
Excluyendo bloques Morona y REC-T-128 ³	-	-19,2	-31,9	-123,6
Resumen de reservas al cierre de 2019 (pro forma)	52,4	111,4	165,4	227,6
Producción 2020	-14,7	-14,7	-14,7	-14,7
Cambio neto	15,4	4,3	-2,7	-0,7
Adquisiciones ⁴	5,4	8,3	26,7	58,7
Resumen de reservas al cierre de 2020	58,5	109,3	174,7	270,9
Reemplazo de reservas, incluyendo adquisiciones	141%	85%	163%	394%
Vida de reservas (años)	4,0	7,4	11,9	18,4

³ El 15 de julio de 2020, GeoPark notificó su decisión irrevocable de retirarse del bloque no productivo Morona (Bloque 64) en Perú, debido a la prolongada fuerza mayor que permite la terminación del contrato de licencia. También, en julio de 2020, GeoPark inició el proceso de cesión para la venta de su participación del 70% en el bloque actualmente no productivo REC-T-128 en Brasil. Como resultado de lo anterior, las reservas correspondiente al bloque Morona y al bloque REC-T-128 se han excluido de la certificación D&M 2020.

⁴ Corresponde a las reservas al cierre del 2020 relativas a la adquisición de Amerisur Resources Plc ("Amerisur") en Colombia.

Valor actual neto por acción y por país

La siguiente tabla presenta el NPV 2P por acción, por país de GeoPark al 31 de diciembre de 2020.

Valor actual neto por acción en 2020	Colombia	Chile	Argentina	Brasil	Total
Reservas 2P (mmboe)	141,0	25,5	5,5	2,6	174,7
NPV10 2P 2020 después de impuestos (USD Millones)	2.136	291	38	29	2.493
Acciones vigentes (Millones)	61,0	61,0	61,0	61,0	61,0
(USD/ Acción)	35,0	4,8	0,6	0,5	40,9

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 2020	Colombia	Total
NPV10 2P 2020 después de impuestos (USD Millones)	2.136	2.493
Acciones vigentes (Millones)	61,0	61,0
Subtotal (USD/ acción)	35,0	40,9
Deuda Neta ^a /Acción (USD/ Acción)	-9,5	-9,5
NPV10 2P ajustado por deuda neta después de impuestos por acción (USD/ acción)	25,5	31,3

(a) El NPV10 de reservas 2P ajustado por deuda neta después de impuestos por acción se muestra en una base consolidada. Al 31 de diciembre de 2020, la deuda neta se calcula considerando la deuda financiera no auditada de USD 784,6 millones, menos USD 201,9 millones de efectivo y equivalentes de efectivo no auditados.

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 2020:

Colombia	PD	1P	2P	3P
Capital de desarrollo futuro (USD Millones)	6,2	178,8	235,4	327,5
Reservas (mmboe)	48,0	95,2	141,0	216,4
Capital de desarrollo futuro (USD/boe)	0,1	1,9	1,7	1,5
Total	PD	1P	2P	3P
Capital de desarrollo futuro (USD Millones)	6,6	232,6	382,6	546,5
Reservas (mmboe)	58,5	109,3	174,7	270,9
Capital de desarrollo futuro (USD/boe)	0,1	2,1	2,2	2,0

Resumen de reservas al cierre de 2020

Conforme a la producción récord de petróleo y de gas de 14,7 mmmboe en 2020, D&M certificó reservas 2P por 174,7 mmmboe (88% de petróleo y 12% de gas) al 31 de diciembre de 2020. Por país, estas fueron las reservas 2P: 81% en Colombia, 15% en Chile, 3% en Argentina y 1% en Brasil.

Resumen de reservas por país y categoría

País	Categoría de Reservas	Diciembre 2020 (mmboe)	% petróleo	Diciembre 2019 (mmboe)	% Cambio
Colombia	PD	48,0	99%	42,4	13%
	1P	95,2	100%	95,9	-1%
	2P	141,0	100%	129,0	9%
	3P	216,4	100%	168,9	28%
Chile	PD	5,1	20%	3,4	50%
	1P	7,3	33%	7,4	-1%
	2P	25,5	34%	24,6	4%
	3P	44,2	34%	41,1	8%
Argentina	PD	3,0	57%	3,3	-12%
	1P	4,3	68%	4,9	-12%
	2P	5,5	66%	8,5	-35%
	3P	7,3	60%	14,2	-49%
Brasil ⁵	PD	2,5	1%	3,2	-22%
	1P	2,5	1%	3,2	-22%
	2P	2,6	1%	3,8	-32%
	3P	3,0	1%	5,6	-46%
Perú	PD	-	-	-	-
	1P	-	-	19,2	-
	2P	-	-	31,4	-
	3P	-	-	121,4	-
Total (2019 tal como fue informado) (Certificado por D&M)	PD	58,5	86%	52,4	12%
	1P	109,3	92%	130,6	-16%
	2P	174,7	88%	197,3	-11%
	3P	270,9	87%	351,3	-23%
Total (2019 Pro Forma⁶) (Certificado por D&M)	PD	58,5	86%	52,4	12%
	1P	109,3	92%	111,4	-2%
	2P	174,7	88%	165,4	6%

⁵ Incluye 0,5 mmmboe de reservas 2P y 2,2 mmmboe de reservas 3P correspondientes al bloque REC-T-128.

⁶ Excluye las reservas del bloque Morona en Perú y del bloque REC-T-128 en Brasil. El 15 de julio de 2020, GeoPark notificó su decisión irrevocable de retirarse del bloque no productivo Morona (Bloque 64) en Perú, debido a la prolongada fuerza mayor que permite la terminación del contrato de licencia. También, en julio de 2020, GeoPark inició el proceso de cesión para la venta de su participación del 70% en el bloque actualmente no productivo REC-T-128 en Brasil. Como resultado de lo anterior, las reservas correspondiente al bloque Morona y al bloque REC-T-128 se han excluido de la certificación D&M 2020.

3P**270,9****87%****227,6****19%**

Análisis por País

Colombia

Actividad de perforación 2020 en el bloque Llanos 34

Los gastos de bienes de capital de GeoPark en el 2020 en su bloque central Llanos 34 fueron limitados debido al bajo precio del petróleo que incluyó cierres temporales de la producción, obras de mantenimiento mínimas y la suspensión de actividades de perforación durante el 2T2020 que se reinició gradualmente en el 2S2020 con la recuperación parcial de los precios del petróleo. Como resultado de esto, el plan de perforación 2020 se centró principalmente en proyectos de desarrollo de menor riesgo que dio como resultado incorporaciones de reservas PD con un reemplazo de reservas de más del 100%.

Adquisición de Amerisur

La adquisición de Amerisur incorporó 13 bloques de producción, desarrollo y exploración, incluyendo el bloque CPO-5 en la cuenca Llanos y 12 bloques operados en la cuenca Putumayo y el oleoducto OBA (un oleoducto de exportación desde Colombia a Ecuador).

Las reservas informadas de Amerisur certificadas por McDaniel & Associates a finales de julio de 2019, eran de 21,8 mmbbl de reservas 2P netas y 31,1 mmbbl de reservas 3P netas de petróleo liviano, incluyendo 9,5 mmbbl de reservas 2P netas y 14,9 mmbbl de reservas 3P netas en el bloque CPO-5 y 12,3 mmbbl de reservas 2P y 16,2 mmbbl de reservas 3P en el bloque Platanillo (operado por GeoPark con una participación del 100%).

Crecimiento de las reservas 2P y 3P en el bloque CPO-5

Como parte de la certificación de reservas 2020, D&M ha revisado toda la información relevante en el bloque CPO-5 y ha certificado reservas brutas 2P y 3P de 70,5 mmbbl y 167,0 mmbbl en el bloque CPO-5 (21,1 mmbbl y 50,1 mmbbl de reservas 2P y 3P netas para GeoPark), un incremento significativo con respecto a la certificación previa, que proporciona información importante relativa al tamaño del yacimiento y potencial en este bloque.

Incluyendo las adquisiciones, por cada barril de petróleo extraído en Colombia, GeoPark agregó 1,5 barriles de reservas PD, lo que equivale a un RRR de reservas PD del 146%. Asimismo, por cada barril de petróleo extraído, GeoPark agregó 2,0 barriles de reservas 2P y 4,9 barriles de reservas 3P, lo cual resulta en un RRR de reservas 2P de 199% y un RRR de reservas 3P de 490%, respectivamente.

El RLI de las reservas 1P fue de 7,8 años, mientras que el de las 2P fue de 11,6 años.

Los bloques Llanos 34, CPO-5, Llanos 32 y Platanillo representaron el 76%, 15%, 5% y 4% de las reservas 2P certificadas por D&M en Colombia, respectivamente.

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

Chile

Las reservas 2P certificadas por D&M en Chile aumentaron un 4% a 25,5 mmboe comparado con 24,6 mmboe en 2019, como resultado del descubrimiento del yacimiento de gas Jauke Oeste a principios del 2020 y mejor rendimiento del reservorio en el bloque Fell (operado por GeoPark con una participación del 100%), parcialmente compensado por la producción de petróleo y gas de 1,2 mmboe.

Por cada barril de petróleo extraído en Chile, GeoPark agregó 2,4 barriles de reservas PD, lo que equivale a un RRR de reservas PD de 240%. Asimismo, por cada barril de petróleo extraído, GeoPark agregó 1,8 barriles de reservas 2P, lo cual resulta en un RRR de reservas 2P de 179%.

El RLI de las reservas 1P fue de 6,1 años. El RLI de las reservas 2P fue de 21,5 años.

El Bloque Fell representó el 99% de las reservas 2P certificadas por D&M de GeoPark en Chile. Las reservas 2P certificadas por D&M en Chile consistieron en 34% petróleo y 66% gas.

Argentina

Las reservas 2P certificadas por D&M de GeoPark en Argentina disminuyeron un 35% a 5,5 mmbbl comparado con 8,5 mmbbl en 2019, como resultado del impacto de menores precios de gas, planes de desarrollo retrasados y una producción de petróleo y gas de 0,8 mmbbl durante el 2020.

El RLI de las reservas 1P fue de 5,1 años, mientras que el de las 2P fue de 6,6 años.

Los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet (operados por GeoPark con una participación del 100%) 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 66% petróleo y 34% gas.

Brasil

Las reservas 2P certificadas por D&M de GeoPark en Brasil disminuyeron un 32% a 2,6 mmbbl comparado con 3,8 mmbbl en 2019, reflejando principalmente una producción de 0,5 mmbbl durante el 2020 y 0,5 mmbbl de reservas 2P en el bloque REC-T-128 contabilizado en 2019, que se excluyeron de la certificación de reservas del 2020 ya que GeoPark inició un proceso de cesión para vender su participación del 70% en el bloque.

El RLI de las reservas 1P fue de 4,7 años, y el de las reservas 2P fue de 5,0 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 1% petróleo y condensado y 99% gas.

Acuerdo para la venta de la participación del 10% en el yacimiento de gas Manatí: El 23 de noviembre de 2020, GeoPark anunció un acuerdo para la venta de sus 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 pago earn-out de R\$ 20,0 millones, sujeto a la obtención de ciertas aprobaciones regulatorias. La transacción se acordó con fecha efectiva 31 de diciembre de 2020 y está sujeta a determinadas condiciones.

Para mayores detalles, remitirse al comunicado publicado el 23 de noviembre de 2020.

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 2020, comparado con el 2019:

País	Categoría de Reservas	NPV10 después de impuestos 2020 (USD Millones)	NPV10 después de impuestos 2019 (USD Millones)
Colombia	1P	1.477	1.574
	2P	2.136	2.075
	3P	3.094	2.645
Perú	1P	-	222
	2P	-	336
	3P	-	1.385
Chile	1P	71	121
	2P	291	308
	3P	533	514
Argentina	1P	28	40
	2P	38	57
	3P	45	97
Brasil ⁷	1P	27	51
	2P	29	62
	3P	32	87
Total (2019 tal como fue informado) (Certificado por D&M)	1P	1.603	2.008
	2P	2.493	2.839
	3P	3.703	4.727
Total (2019 Pro Forma⁸) (Certificado por D&M)	1P	1.603	1.786
	2P	2.493	2.497
	3P	3.703	3.313

⁷ 2019 incluye USD 6,0 millones de NPV10 2P después de impuestos y USD 29,4 millones de NPV10 3P después de impuestos correspondientes al bloque REC-T-128.

⁸ Excluye el NPV10 después de impuestos relativo al bloque Morona en Perú y el bloque REC-T-128 en Brasil. El 15 de julio de 2020, GeoPark notificó su decisión irrevocable de retirarse del bloque no productivo Morona (Bloque 64) en Perú, debido a la prolongada fuerza mayor que permite la terminación del contrato de licencia. También, en julio de 2020, GeoPark inició el proceso de cesión para la venta de su participación del 70% en el bloque actualmente no productivo REC-T-128 en Brasil. Como resultado de lo anterior, las reservas y el NPV10 después de impuestos relativo correspondiente al bloque Morona y al bloque REC-T-128 se han excluido de la certificación D&M 2020.

Pronóstico de Precio de Petróleo más Bajo

Los precios de petróleo Brent en el informe D&M 2020 son significativamente menores que el del informe de 2019. Las presunciones de precio utilizadas para estimar la viabilidad de las reservas PRMS y del NPV10 después de impuestos en los informes 2020 y 2019 de D&M del período 2021-2018 se detallan a continuación:

Precio Petróleo Brent (USD/bbl)	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2028
Reporte de Reservas 2020	55,0	60,0	65,0	67,5	68,8	70,2-72,9
Reporte de Reservas 2019	69,0	71,6	73,1	74,6	76,5	78,2-81,3

OTRAS NOTICIAS / HECHOS RECIENTES

Fecha de informe para la publicación de resultados del 4T2020, conferencia telefónica y transmisión por internet (webcast)

GeoPark informará los resultados financieros del 4T2020 y los resultados anuales del 2020 el 10 de marzo de 2021, luego del cierre de los mercados.

Conjuntamente con el comunicado de prensa de resultados del 4T2020, la Gerencia de GeoPark realizará una conferencia telefónica sobre estos resultados financieros del 4T2020 el 11 de marzo de 2021 a las 10:00 de la mañana (hora estándar del este).

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

<https://event.on24.com/wcc/r/3025676/EB89DBA8EDDE93E7204B5A41AED946E0>

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

Participantes de los Estados Unidos: 833-945-1670
Participantes internacionales: +1 929-517-9721
Código de acceso: 2093194

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 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
Amerisur	Amerisur Resources Plc
Adquisición de Amerisur	Adquisición de Amerisur Resources Plc
boe equivalente)	Barriles de petróleo equivalente (6.000 cf gas por bbl de petróleo
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")
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 impuesto	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
sqkm	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 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 y el pronóstico de los precios 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 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.