



PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOARK ANUNCIA LAS RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS CERTIFICADAS DEL 2018

LAS RESERVAS PDP AUMENTARON UN 55% A 44 MMBOE
LAS RESERVAS 1P AUMENTARON UN 17% A 114 MMBOE VALUADAS EN USD 1,8 MIL MILLONES
LAS RESERVAS 2P AUMENTARON UN 15% A 184 MMBOE VALUADAS EN USD 2,7 MIL MILLONES
LAS RESERVAS 3P AUMENTARON UN 44% A 347 MMBOE VALUADAS EN USD 5,1 MIL MILLONES
EL REEMPLAZO DE RESERVAS 2P FUE DEL 285%
EL VALOR 2P POR ACCIÓN (AJUSTADO POR DEUDA NETA) AUMENTÓ UN 37% A USD 40,1 POR ACCIÓN

Bogotá, Colombia – 5 de febrero de 2019 - 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, Perú, Argentina, Brasil y Chile 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 2018.

Todas las cifras se expresan en dólares estadounidenses. Las definiciones de los términos se encuentran en el Glosario de la página 12.

Reservas de petróleo y gas certificadas por D&M al cierre del año 2018 y puntos sobresalientes:

- **Valor por acción más alto:**

Después de los gastos de capital consolidados de USD 2,9 por acción en 2018:

- El NPV10 de reservas 2P ajustado por deuda neta aumentó USD 10,9 por acción (3,8 veces más alto) a USD 40,1 por acción, de USD 29,2 por acción en el 2017.
- Significativo aumento en el NPV10 2P ajustado deuda neta de Colombia en un 64% a USD 25,9 por acción, de USD 15,8 por acción en el 2017, con gastos de capital de USD 1,6 por acción.
- Adquisición de la participación de LGI en las subsidiarias de GeoPark Colombia y Chile por USD 2 por acción, con un NPV10 2P 2018 estimado en USD 4 por acción.

- **Reservas PDP:**

- Las reservas netas probadas, desarrolladas, produciendo (PDP) aumentaron un 55% (15,7 mmboe) a 44,2 mmboe.
- El índice de vida de reservas PDP ("RLI") fue de 3,3 años.
- La proporción de reemplazo de reservas PDP (RRR) fue del 218%

- **Reservas 1P:**

- Las reservas netas probadas ("1P") aumentaron un 17% (16,9 mmboe) a 113,9 mmboe.
- El RLI de las reservas 1P fue de 8,6 años
- El RRR de las reservas 1P fue de 229%
- El NPV10 1P aumentó USD 268 millones (incremento del 17%) a USD 1,8 mil millones.

- **Reservas 2P:**

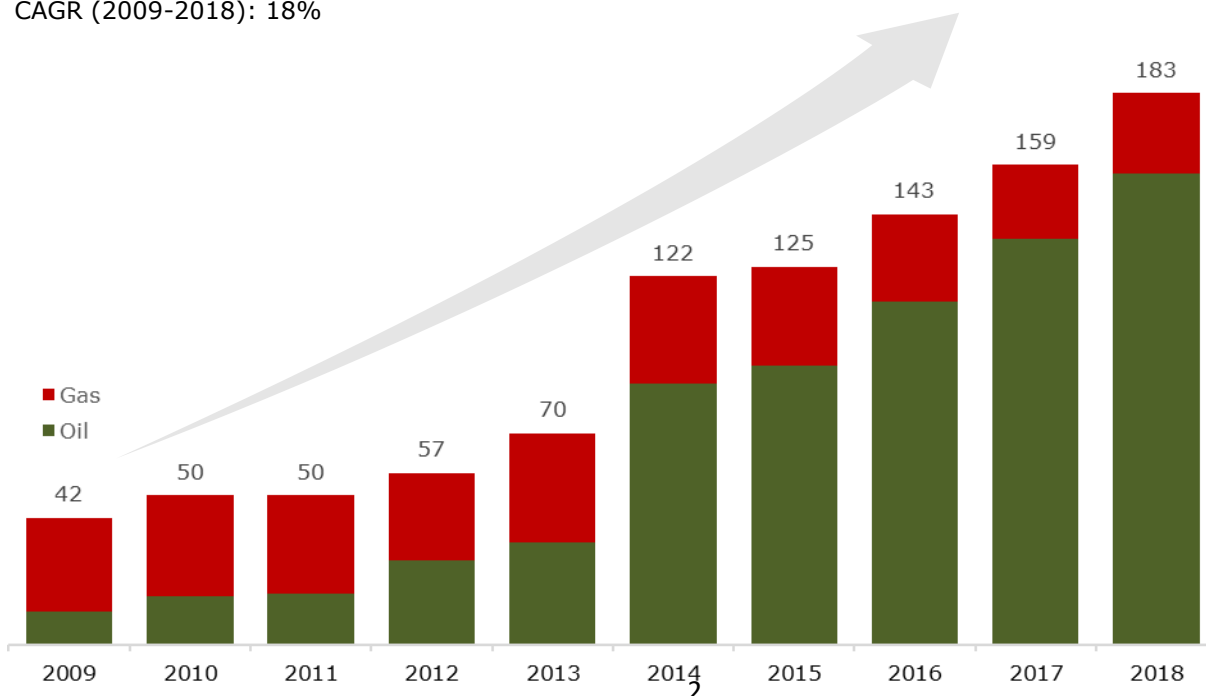
- Las reservas netas probadas y probables ("2P") aumentaron un 15% (24,5 mmboe) a 183,7 mmboe.
- El RLI de las reservas 2P fue de 13,9 años
- EL RRR de las reservas 2P fue de 285%

- El NPV10 2P aumentó USD 454 millones (incremento del 20%) a USD 2,7 mil millones.
- **Reservas 2P y 3P de Colombia:**
 - Las reservas netas 2P en Colombia aumentaron un 26% (23,0 mmboc) a 111,2 mmboc.
 - El RLI de las reservas 2P fue de 10,7 años
 - El RRR de las reservas 2P fue de 321%
 - El NPV10 2P en Colombia aumentó USD 491 millones (incremento del 35%) a USD 1,9 mil millones.
 - Las reservas netas 3P en Colombia aumentaron un 43% (43,9 mmboc) a 145,6 mmboc.
- **Reservas 3P de Perú:**
 - Las reservas brutas 3P en Perú aumentaron un 139% (115,3 mmbbl) a 198,3 mmbbl demostrando el potencial significativo del yacimiento Situche Central en el bloque Morona, con reservas netas 3P de USD 131,2 mmbbl.
 - El NPV10 3P en Perú aumentó USD 1,1 mil millones (incremento del 145%) a USD 1,9 mil millones.
- **Costos D&D:**
 - Los Costos de Descubrimiento y Desarrollo (Costos D&D) del 2018 fueron de USD 3,6 por boc para reservas 2P.
 - Los costos D&D en Colombia fueron de USD 2,9 por boc para reservas 2P.
 - Incluyendo la adquisición en Argentina, los costos consolidados de Descubrimiento, Desarrollo y Adquisición (Costos DD&A) para el 2018 fueron de USD 3,6 por boc para las reservas 2P.

James F. Park, CEO de GeoPark, manifestó: "Nuevamente, nuestro equipo hizo su trabajo. Encontrar, probar, desarrollar y producir petróleo y gas de manera segura, limpia y económica. La certificación de reservas es un registro independiente muy importante sobre el rendimiento de una compañía del upstream, y todos los elementos de nuestro informe muestran grandes mejoras en todos los ámbitos en el 2018. Sorprendentes volúmenes de reserva de petróleo y gas en crecimiento, fuertes métricas de reemplazo de reservas, grandes incrementos en el valor de los activos, bajos costos de descubrimiento y desarrollo y un importante crecimiento final de valor "por acción". Nuestro bloque Llanos 34 en Colombia sigue en crecimiento y con más oportunidades de expansión. Además, cada categoría de reserva fue certificada con aumentos significativos, lo que demuestra la profundidad, estabilidad y potencial de corto, mediano y largo plazo de GeoPark. El informe también resalta la plataforma única de activos regionales de petróleo y gas de GeoPark, que mantiene un crecimiento sostenido de 16 años. Hemos demostrado que nuestro equipo puede y seguirá obteniendo resultados, superando desafíos, adaptándose y creciendo para aprovechar nuestras abundantes oportunidades. Felicitaciones y muchas gracias a las mujeres y hombres de GeoPark, el equipo de petróleo y gas más dinámico en Latinoamérica hoy".

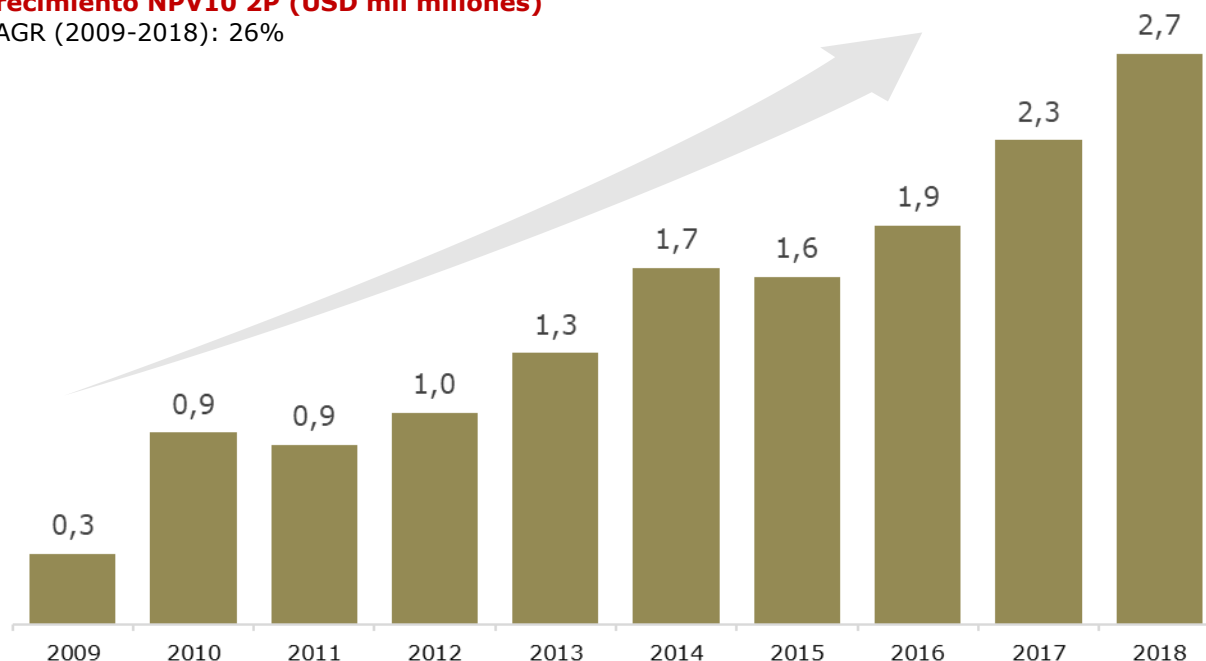
Crecimiento de las reservas netas 2P (mmboc)

CAGR (2009-2018): 18%



Crecimiento NPV10 2P (USD mil millones)

CAGR (2009-2018): 26%



Valor neto actual por acción y por país

La siguiente tabla presenta el valor neto actual de las reservas 2P de GeoPark después de la deducción de impuestos y participación no controladora, descontado a un índice del 10% por acción, por país al 31 de diciembre de 2018 y 2017.

Valor neto actual por acción en 2018	Colombia	Perú	Chile	Argentina	Brasil	Total
Reservas 2P (mmboc)	111,2	30,3	24,7	14,2	3,2	183,7
NPV10 2P 2018 (USD Millones)	1.884	410	306	93	52	2.745
Acciones vigentes (Millones)	60,5	60,5	60,5	60,5	60,5	60,5
(USD/ Acción)	31,2	6,8	5,1	1,5	0,9	45,4

La siguiente tabla presenta los detalles del NPV10 de reservas 2P ajustado por deuda neta por acción que aumentó un 37% a USD 40,1 respecto de los USD 29,2 en 2017.

NPV10 de reservas 2P ajustado por deuda neta por acción	Total 2018	Total 2017	% Cambio
NPV10 2P (USD mm)	2.745	2.291	
Participación minoritaria ^a (USD mm)	-	-228	
Subtotal (USD mm)	2.745	2.063	
Acciones vigentes (Millones)	60,5	60,6	
Subtotal (USD/ acción)	45,4	34,0	34%
Deuda neta ^b /Acción (USD/ acción)	-5,3	-4,8	
NPV10 de reservas 2P ajustado por deuda neta /Acción (USD/Acción)	40,1	29,2	37%

- a) La participación minoritaria hace referencia a la participación de LGI en las subsidiarias de Chile y Colombia. En noviembre de 2018, GeoPark adquirió la totalidad de la participación de LGI por USD 111 millones más tres pagos contingentes de USD 5 millones cada uno a pagarse en los próximos tres años, sujeto a que se superen determinados límites de producción.
- b) El NPV10 de reservas 2P ajustado por deuda neta por acción, se muestra en una base consolidada. Al 31 de diciembre de 2018, la deuda neta se calcula considerando la deuda financiera no auditada de USD 446,7 millones, menos USD 127,7 millones de efectivo y equivalentes de efectivo no auditados.

Índice de vida e índice de reposición de reservas consolidado

Categoría de Reservas	Diciembre 2018	Diciembre 2017
Consolidado (años)		
RLI PDP	3,3	2,8
RLI 1P	8,6	9,5
RLI 2P	13,9	15,6
RLI 3P	26,2	23,7
RRR PDP	218%	189%
RRR 1P	229%	284%
RRR 2P	285%	261%
RRR 3P	899%	166%

Resumen de reservas al cierre de 2018

GeoPark contrató a D&M para elaborar un informe de evaluación independiente de sus reservas al 31 de diciembre de 2018, cubriendo el 100% de los activos actuales de la Compañía en Colombia, Perú, Argentina, Brasil y Chile. Conforme a la producción de petróleo y de gas de 13,2 mmbœ en 2018, D&M certificó reservas netas 2P por 183,7 mmbœ (85% de petróleo y 15% de gas) al 31 de diciembre de 2018. Por país, estas fueron las reservas: 61% en Colombia, 17% en Perú, 7% en Argentina, 2% en Brasil y 13% en Chile.

Resumen de reservas por país y categoría

País	Categoría de Reservas	Diciembre 2018 (mmbœ)	% petróleo	Diciembre 2017 (mmbœ)	% Cambio
Colombia ^a	PDP	34,7	99%	21,6	61%
	1P	79,5	100%	66,1	20%
	2P	111,2	100%	88,2	26%
	3P	145,6	100%	101,7	43%
Perú	PDP	-	100%	-	N/D
	1P	18,5	100%	18,7	-1%
	2P	30,3	100%	31,5	-4%
	3P	131,2	100%	62,2	111%
Chile	PDP	2,8	25%	2,6	9%
	1P	7,2	48%	7,9	-9%
	2P	24,7	39%	34,0	-27%
	3P	37,9	40%	66,6	-43%
Argentina	PDP	3,5	62%	0,0	N/D
	1P	5,7	63%	0,0	N/D
	2P	14,2	44%	1,1	1191%
	3P	28,9	47%	6,4	352%
Brasil	PDP	3,1	2%	4,3	-28%
	1P	3,1	2%	4,3	-28%
	2P	3,2	2%	4,4	-27%
	3P	3,4	2%	4,6	-26%
Total (certificado por D&M)	PDP	44,2	85%	28,5	55%
	1P	113,9	92%	97,0	17%
	2P	183,7	85%	159,2	15%
	3P	347,0	88%	241,6	44%

- a) GeoPark firmó un acuerdo para la venta de los bloques La Cuerva y Yamu. La tabla que precede incluye 1,1 mmbœ, 2,3 mmbœ, 5,3 mmbœ y 7,9 mmbœ de reservas PDP, 1P, 2P y 3P al 31 de diciembre de 2018, en los bloques La Cuerva y Yamu respectivamente.

Análisis por segmento de negocios

Colombia

Luego de una producción récord de 10,8 mmbbl en 2018 (aumento del 30% respecto a 2017), las reservas 2P de GeoPark certificadas por D&M aumentaron un 26% a 111,2 mmbbl comparado con el año 2017. Incorporaciones netas de 33,4 mmbbl de reservas 2P resultaron de un fuerte rendimiento de reservorio y la exitosa perforación de exploración, desarrollo y avanzada en el Bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%).

Por cada barril de petróleo extraído en Colombia, GeoPark agregó 2,3 barriles de reservas 1P, lo que equivale a un RRR de reservas 1P del 229%. Asimismo, por cada barril de petróleo extraído en Colombia, GeoPark agregó 3,2 barriles de reservas 2P, lo cual resulta en un RRR de reservas 2P del 321%.

El índice de vida (RLI) de las reservas 1P fue de 7,6 años, mientras que el de las 2P fue de 10,7 años.

Al 31 de diciembre de 2018, el Bloque Llanos 34 incluyó aproximadamente 80-90 locaciones de futuras perforaciones de desarrollo (2P brutos incluyendo las formaciones Mirador y Guadalupe). El Bloque Llanos 34 representó el 95% de las reservas 2P de GeoPark en Colombia certificadas por D&M al 31 de diciembre de 2018.

En noviembre de 2018, GeoPark firmó un acuerdo con Perenco Oil and Gas para la venta de los bloques La Cuerva y Yamu por USD 18 millones más un pago contingente de USD 2 millones basado en los precios de petróleo futuros. GeoPark continuará operando los bloques La Cuerva y Yamu hasta el cierre de esta transacción, previsto para los primeros meses de 2019. Las reservas que corresponden a los bloques La Cuerva y Yamu incluyen 2,3 mmoeb de reservas 1P (1,1 mmoeb de reservas PD y 1,2 mmoeb de reservas PUD), 5,3 mmoeb de reservas 2P y 7,9 mmoeb de reservas 3P al 31 de diciembre de 2018.

Perú

GeoPark completó la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) para dar inicio a las operaciones en el yacimiento petrolífero Situche Central en el bloque Morona (operado por GeoPark con una participación del 75%). El EIA fue presentado al Servicio Nacional de Certificación Ambiental (SENACE) el 2 de julio de 2018. La Compañía aguarda los comentarios adicionales por parte del SENACE, paso final en el proceso de aprobación del EIA.

Durante el 2018, D&M actualizó su revisión del yacimiento Situche Central, incluyendo reinterpretación de la sísmica 3D, geología estructural, modelo de migración de petróleo y trampas. Seguido a esta evaluación, D&M certificó reservas brutas 3P de 198,3 mmbbl en el yacimiento Situche Central (131,2 mmbbl netos de GeoPark), lo que representa un incremento del 111% con respecto a la certificación de reservas de 2017 y proporciona mayor información en relación con el tamaño del yacimiento y significativo potencial de upside.

El yacimiento petrolífero Situche Central en el bloque Morona representó el 100% de las reservas certificadas por D&M de GeoPark en Perú.

Chile

Las reservas 2P de GeoPark en Chile certificadas por D&M disminuyeron un 27% a 24,7 mmoeb comparado con el año 2017. La producción de petróleo y gas, ajustes en los planes de desarrollo y otras revisiones técnicas causaron la reducción que fue parcialmente compensada por éxitos de perforación.

El RLI de las reservas 1P fue de 7,2 años (sin cambios desde 2017). El RLI de las reservas 2P disminuyó a 24,7 años comparado con 30,7 años en 2017.

El bloque Fell representó el 99% de las reservas 2P de GeoPark en Chile certificadas por D&M que consistieron en 40% petróleo y 60% gas, similar al 2017.

Argentina

Luego de una producción de 0,7 mmboe en 2018, las reservas 2P de GeoPark en Argentina certificadas por D&M aumentaron significativamente a 14,2 mmboe comparado con 1,1 mmboe en 2017. El aumento neto en 2018 incluye la adquisición del 100% de la participación y operación de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Tourquet.

El RLI de las reservas 1P y 2P aumentó a 6,1 años y 15,2 años respectivamente.

Los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Tourquet representaron el 91% de las reservas 2P certificadas por D&M en Argentina y consistieron en 42% petróleo y 58% gas.

Brasil

Las reservas 2P de GeoPark en Brasil certificadas por D&M disminuyeron un 27% a 3,2 mmboe comparado con el año 2017, lo que resulta de una producción de 1,1 mmboe en 2018.

El RLI de las reservas 2P disminuyó a 2,9 años comparado con 4,0 años en 2017.

El yacimiento Manatí (no operado por GeoPark con una participación del 10%) representó 100% de las reservas de GeoPark en Brasil certificadas por D&M de las cuales 98% son gas.

Cambio de reservas netas certificadas por D&M por país

La siguiente tabla muestra el cambio neto de las reservas netas 2P certificadas por D&M por país desde el 31 de diciembre de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2018:

(mmboe)	Colombia	Perú	Chile	Argentina	Brasil	Total
Reservas netas 2P al 31 de diciembre de 2017	88,2	31,5	34,0	1,1	4,4	159,2
Producción 2018	-10,4	0,0	-1,0	-0,7	-1,1	-13,2
Cambio neto	33,4	-1,2	-8,3	-	-0,1	23,9
Adquisiciones	-	-	-	13,8	-	13,8
Reservas netas 2P al 31 de diciembre de 2018.	111,2	30,3	24,7	14,2	3,2	183,7

Resumen del Valor Actual Neto (NPV)

La siguiente tabla presenta el NPV10 de reservas de GeoPark por país y por categoría, certificado por D&M al 31 de diciembre de 2018, comparado con el 2017:

País	Categoría de Reservas	NPV10 2018 (USD mm)	NPV10 2017 (USD mm)	% Cambio
Colombia	1P	1.366	1.123	
	2P	1.884	1.393	
	3P	2.394	1.588	
Perú	1P	264	230	
	2P	410	395	
	3P	1.896	773	
Chile	1P	94	120	
	2P	306	417	
	3P	495	707	
Argentina	1P	44	1	
	2P	93	7	
	3P	262	90	
Brasil	1P	49	76	
	2P	52	78	
	3P	56	82	
Total	1P	1.817	1.549	17%
(Certificado por D&M)	2P	2.745	2.291	20%
	3P	5.103	3.240	58%

Pronóstico del precio de petróleo

Las presunciones de precio utilizadas para estimar la viabilidad de las reservas PRMS y NPV10 en el 2018 y 2017 que D&M informa se detallan a continuación:

Precio Petróleo Brent (USD/bbl)	2019	2020	2021	2022	2023	2024- 2026
Reporte de Reservas 2018	63,9	68,2	71,0	73,4	75,4	77,4-81,6
Reporte de Reservas 2017	62,0	65,0	68,1	71,6	74,3	78,1-84,6

Después del 2026, los precios de petróleo Brent en el informe D&M 2018 estiman un crecimiento del 2% por año.

Total de ingresos netos futuros certificados por D&M (corrientes y descontados)

La siguiente tabla presenta el mejor estimado de D&M con respecto a los ingresos netos futuros de GeoPark (corrientes y descontados a un índice del 10%) y el valor unitario por boe, por país y por categoría de reservas certificadas al 31 de diciembre de 2018:

(USD mm)	Ingresos por petróleo y gas	Regalías	Costos Operativos	Costos futuros de capital de desarrollo y abandono	Impuesto a la Ganancias	Ingreso neto futuro después de impuestos	Ingreso neto futuro después de impuestos descontado al 10%	Valor unitario después de impuestos descontado al 10% (USD/boe)
Colombia¹								
1P	4.320	611	543	208	872	2.086	1.366	USD 17
2P	6.120	877	715	288	1.259	2.981	1.884	USD 17
3P	8.142	1.280	904	349	1.675	4.935	2.394	USD 16
Perú								
1P	1.428	81	365	294	212	476	264	USD 14
2P	2.467	141	624	415	392	895	410	USD 14
3P	11.384	1.248	1.591	1.345	2.157	5.043	1.896	USD 15
Chile								
1P	341	15	154	39	4	129	94	USD 13
2P	1.107	46	369	159	66	467	306	USD 12
3P	1.733	73	500	222	127	811	495	USD 13
Argentina								
1P	298	56	123	54	7	58	43	USD 8
2P	662	125	184	176	36	141	93	USD 7
3P	1.432	269	292	262	147	462	262	USD 9
Brasil								
1P	113	9	39	4	5	56	49	USD 16
2P	118	9	39	4	5	61	52	USD 16
3P	125	10	39	4	6	66	56	USD 16
Total								
1P	6.500	772	1.224	599	1.100	2.805	1.817	USD 16
2P	10.474	1.198	1.931	1.042	1.758	4.545	2.745	USD 15
3P	22.817	2.880	3.326	2.182	4.112	10.317	5.103	USD 15

¹ Los ingresos por petróleo y gas en Colombia se muestran como gastos earn-out, según las normas de IFRS [Normas Internacionales de Información Financiera], de USD 180 mm (1P), USD 250 mm (2P) y USD 325 mm (3P). D&M informó tales gastos como gastos operativos.

Costo de descubrimiento y desarrollo por categoría de reservas

La siguiente tabla muestra el cálculo de los costos D&D y DD&A al 31 de diciembre de 2018:

	31 de diciembre de 2018			
	1P	2P	Colombia 1P	Colombia 2P
Adquisiciones/ Inversiones en Bienes de Capital (no auditado) (USD mm)	124,7	124,7	97,0	97,0
Adiciones de Reservas (mmboe)	24,5	34,5	23,8	33,4
Costo de D&D de Adquisición en Argentina (USD mm)	48,8	48,8	-	-
Reservas Argentina (mmboe)	5,2	13,8	-	-
Costo D&D (USD/boe)	5,1	3,6	4,1	2,9
Costo DD&A (USD/boe)	5,8	3,6		

OTRAS NOTICIAS / HECHOS RECIENTES

Fecha de informe para la publicación de resultados del 4T2018, conferencia telefónica y transmisión por internet (webcast)

GeoPark informará los resultados financieros del 4T2018 y los resultados anuales del 2018 el 6 de marzo de 2019, luego del cierre de los mercados.

Conjuntamente con el comunicado de prensa de resultados del 4T2018, la Gerencia de GeoPark realizará una conferencia telefónica sobre estos resultados financieros del 4T2018 el 7 de marzo de 2019 a las 09:00 de la mañana hora 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

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

Participantes de los Estados Unidos: 866-547-1509
Participantes internacionales: +1 920-663-6208
Código de acceso: 4069004

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 ssteimel@geo-park.com
Santiago, Chile
T: +562 2242 9600

Miguel Bello – Market Access Director mbello@geo-park.com
Santiago, Chile
T: +262 2242 9600

MEDIOS:

Jared Levy – Sard Verbinnen & Co jlevy@sardverb.com
New York, USA
T: +1 212687-8080

Kelsey Markovich – Sard Verbinnen & Co kmarkovich@sardverb.com
New York, USA
T: +1 (212) 687-8080

GLOSARIO

1P	Reservas probadas
2P	Reservas probadas y probables
3P	Reservas probadas, probables y posibles
boe	Barriles de petróleo equivalente (6.000 cf gas 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 netas evaluadas de manera independiente por la consultora petrolera DeGolyer and MacNaughton Corp. ("D&M")
Costo D&D	Costo de Descubrimiento y Desarrollo, calculados 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.
Costo DD&A	Costo de Descubrimiento, Desarrollo y Adquisición calculados como cash flow no auditado de actividades de inversión más costos de adquisición, 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	Valor Actual Neto descontado el impuesto a un índice del 10%
PDNP	Reservas probadas, desarrolladas, no produciendo
PDP	Reservas probadas, desarrolladas, produciendo
PUD	Reservas probadas no desarrolladas
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, tales como el Programa de Trabajo 2019, las estimaciones del NPV10 (valor actual neto) y estimaciones del NPV10/acción, 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. NPV10 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.

El presente documento es traducción libre del documento original en inglés que se encuentra en la sección PRESS RELEASE de nuestra página web. En caso de discrepancia y/u omisión de cierta información entre este documento y sus originales en inglés, prevalecerá el original en inglés. Sugerimos consultar la versión original en www.geo-park.com/en/press-release/ para más información.