



GEOPARK

PARA DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK ANUNCIA RECORD DE RESERVAS 2P DE PETRÓLEO Y DE GAS CERTIFICADAS POR 159 MMBOE, SIGUIENDO UN REEMPLAZO DE RESERVAS DEL 261% CON UNA VALUACION NPV10 DE USD 2,3 MIL MILLONES

EN COLOMBIA: LAS RESERVAS 2P AUMENTARON UN 31% A 88,2 MMBOE EQUIVALENTE A UN VALOR DE DEUDA NETA AJUSTADA DE USD 15,8 POR ACCION

Bogotá, Colombia – 5 de febrero de 2018 - GeoPark Limited ("GeoPark" ó la "Compañía") (NYSE: GPRK), empresa latinoamericana independiente y líder en exploración, operación y consolidación de petróleo y de gas con operaciones y plataformas de crecimiento en Colombia, Chile, Brasil, Argentina y Perú, anunció hoy su evaluación de reservas independiente de petróleo y de gas al 31 de diciembre de 2017, certificadas por DeGolyer and MacNaughton (D&M), conforme a la metodología PRMS [Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos].

Todas las cifras se expresan en Dólares Estadounidenses. Las definiciones de los términos utilizados a continuación se brindan en el Glosario de la página 13

Reservas Certificadas por D&M al cierre del año 2017 y puntos sobresalientes:

Crecimiento de Reservas Consolidado

- Luego de la producción de 10,2 millones de barriles de petróleo equivalente en 2017, las reservas certificadas de D&M son:
 - Las reservas netas probadas, desarrolladas, produciendo (PDP) aumentaron un 47% a 28,5 mmboe.
 - Las reservas netas probadas (1P) aumentaron un 24% a 97,0 mmboe
 - Las reservas netas probadas y probables (2P) aumentaron un 11% a 159,2 mmboe.
- Inversión de USD 106 millones y aumento de 1P NPV10 en USD 430 millones.
- Los costos de descubrimiento y desarrollo (costos F&D) para el año 2017 fueron bajos a sólo de USD 3,6 por boe para las reservas 1P y USD 4,0 por boe para las reservas 2P.
- La Proporción de Reemplazo de Reserva 2P (RRI) fue del 261%
 - Una nueva adquisición al finalizar el año para Argentina (con cierre previsto para el 1T2018) podría sumar otras reservas 2P de 12-14 mmboe (estimado interno no certificado).

Crecimiento de Reservas de Colombia

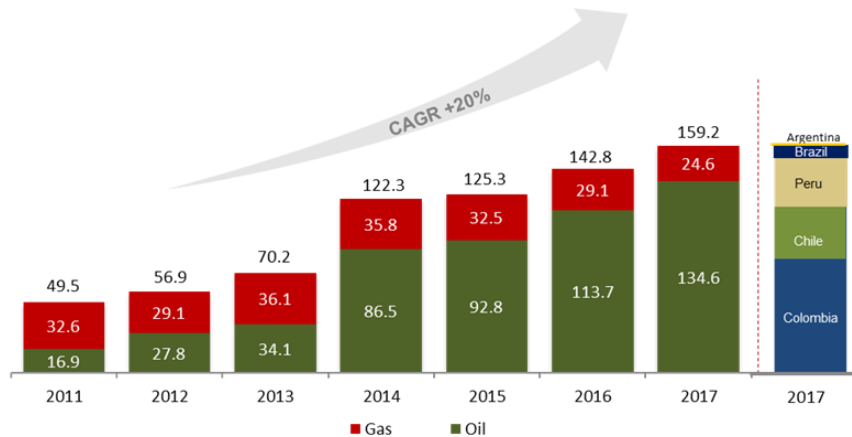
- Luego de la producción de 8,0 millones de barriles de petróleo equivalente en Colombia en 2017, las reservas certificadas de D&M son:
 - Las reservas netas PDP aumentaron un 89% a 21,6 mmboe
 - Las reservas netas 1P aumentaron un 64% a 66,1 mmboe
 - Las reservas netas 2P aumentaron un 31% a 88,2 mmboe
- Los costos F&D fueron solo de USD 2,4 por boe para las reservas 1P y USD 2,8 por boe para las 2P
- Proporción de Reemplazo de Reserva 2P de 360%
- Los yacimientos Tigana/ Jacana certificaron con reservas brutas 2P de 165 mmboe, con delineación del yacimiento aun continuándose.

Valor por acción más alto

- El programa de trabajo e inversión 2017 creó más valor por acción:
 - NVP10 de 2P de deuda neta ajustada consolidada de USD 29,2 por acción
 - NVP10 de 2P de deuda neta ajustada Colombia de USD 15,8 por acción

James F. Park, CEO de GeoPark, declaró: "Nuestro negocio es encontrar, desarrollar y producir económicamente reservas de petróleo y gas, y la certificación independiente de reserva es la guía de puntuación de cuan eficientemente invertimos nuestro capital para seguir creciendo y ser una compañía más valiosa año tras año. Nuestros resultados este año demostraron que, aun siguiendo récord en la producción de petróleo y gas, continuamos construyendo nuestra Compañía con reservas altas de petróleo y gas récord y con valor de acción neto alto récord. Por cada barril producido, lo reemplazamos con casi tres barriles probados. Y todo fue afrontado con dinero generado de nuestras propias operaciones, que también tuvo un gran incremento con respecto al año anterior. Hemos invertido USD 106 millones de nuestro cash flow y pudimos aumentar nuestro valor de reservas probadas por USD 430 millones, tomando nuestro valor presente neto total de 2P a más de USD 2 mil millones. Felicitaciones al equipo de GeoPark por otro año exitoso de dar resultados y crear valor, y extender nuestro crecimiento sostenido por 15 años a toda nuestra plataforma única de América Latina."

Crecimiento de las Reservas Netas 2P (mmboe)



Resumen de Reservas al cierre de 2017

GeoPark contrató a D&M para elaborar un informe de evaluación independiente de sus reservas al 31 de diciembre de 2017, cubriendo el 100% de los activos de la Compañía en Colombia, Chile, Brasil, Perú y Argentina.

Al 31 de diciembre de 2017 y conforme a la producción de petróleo y de gas de 10,2 mmboe en 2017, D&M certificó reservas netas 2P por 159,2 mmboe (compuestas de un 85% de petróleo y un 15% de gas natural). Por país, el 55% pertenece a Colombia, el 21% a Chile, el 20% a Perú, el 3% a Brasil y el 1% a Argentina.

Proporción de Reemplazo de Reserva e Índice de Reserva de Vida consolidado

Categoría de Reservas	Diciembre 2017	Diciembre 2016
Consolidado (años)		
RLI PDP	2,8	2,4
RLI 1P	9,5	9,5
RLI 2P	15,6	17,4
RLI 3P	23,7	28,6
(porcentaje)		
RRR PDP	189%	126%
RRR 1P	284%	187%
RRR 2P	261%	312%
RRR 3P	166%	346%

Resumen de Reservas por País y Categoría

País	Categoría de Reservas	Diciembre 2017 (mmboe)	% petróleo	Diciembre 2016 (mmboe)	% Cambio
Colombia	1P	66,1	100%	40,4	64%
	2P	88,2	100%	67,4	31%
	3P	101,7	100%	94,9	7%
Chile	1P	7,9	54%	13,9	-43%
	2P	34,0	40%	38,3	-11%
	3P	66,6	30%	73,2	-9%
Brasil	1P	4,3	2%	5,4	-20%
	2P	4,4	2%	5,6	-21%
	3P	4,6	2%	5,9	-22%
Perú	1P	18,7	100%	18,6	1%
	2P	31,5	100%	31,5	0%
	3P	62,2	100%	60,8	2%
Argentina	1P	0,0	100%	-	-
	2P	1,1	100%	-	-
	3P	6,4	100%	-	-
Total	PDP	28,5	79%	19,4	47%
(Certificado por D&M)	PDNP	9,5	100%	9,6	-1%
	PUD	59,1	97%	49,3	20%
	1P	97,0	92%	78,3	24%
	2P	159,2	85%	142,8	11%
	3P	241,6	79%	234,8	3%

Análisis por Segmento de Negocios

Colombia

Luego de una producción récord de 8,0 mmboe en 2017 (aumento del 40% respecto a 2016), las reservas 2P de GeoPark certificadas por D&M aumentaron un 31% a 88,2 mmboe comparado con el año 2016. Incorporaciones netas de 33,7 mmbbl y 28,8 mmbbl respectivamente de reservas 1P y 2P resultaron de la exitosa perforación de exploración, desarrollo y avanzada en el Bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con el 45% WI), compensado parcialmente por la producción de 2017.

La siguiente tabla presenta las reservas netas de petróleo por categoría de GeoPark en Colombia certificadas por D&M al 31 de diciembre de 2017, comparadas con el año anterior:

Categoría de Reservas	Diciembre 2017¹ (mmboe)	% petróleo	Diciembre 2016 (mmboe)	% Cambio
PDP	21,6	100%	11,4	89%
PUD	44,5	100%	29,0	53%
1P	66,1	100%	40,4	64%
2P	88,2	100%	67,4	31%
3P	101,7	100%	94,9	7%

Las reservas 1P en Colombia representan 75% de las reservas 2P certificadas de D&M (vs. 60% en 2016)
Las reservas 2P en Colombia representan 87% de las reservas 3P certificadas de D&M (vs. 71% en 2016)

Por cada barril de petróleo extraído en Colombia, se agregaron 4,2 barriles de reservas 1P, lo cual resulta en un RRI de reservas 1P del 421%. Del mismo modo, 3,6 barriles de reservas 2P se agregaron, lo cual resulta en un RRI de reservas 2P del 360%. El índice de vida (RLI) de las reservas 1P aumentó de 7,1 en 2016 a 8,3 años, mientras que el RLI de las reservas 2P decreció levemente de 11,8 años a 11,0 años.

Al 31 de diciembre de 2017, D&M ha certificado reservas brutas 2P de 164 mmbbl en los yacimientos Tigana/Jacana del Bloque Llanos 34, incluyendo aproximadamente 50-60 sitios de futuras perforaciones de desarrollo (2P brutos). El Bloque Llanos 34 representó el 94% de las reservas 2P de GeoPark en Colombia certificadas por D&M al 31 de diciembre de 2017.

El Programa de Trabajo de GeoPark para 2018 se centra en el Bloque Llanos 34 en Colombia con una inversión esperada de USD 90 millones que incluye la perforación de +20 pozos brutos para continuar el desarrollo y evaluación de los yacimientos Tigana/Jacana y apuntar a nuevos prospectos de exploración dentro del y adyacentes al Bloque Llanos 34. El programa también incluye la construcción de una nueva línea de flujo y facilidades para continuar reduciendo los costos operativos y de transporte. Esto representa proyectos de bajo costo, bajo riesgo, rápido cash flow dentro de retornos económicos altamente esperados.

Chile

Luego de una producción de 1,1 mmboe en 2017, las reservas 2P de GeoPark en Chile certificadas por D&M aumentaron un 11% a 34,0 mmboe comparado con el año 2016.

¹ Las reservas en Colombia se indican luego de regalías en especie. Con anterioridad a regalías en especie (bruto de la Compañía) las reservas PDP totalizaron 23,6 mmboe (100% petróleo), las reservas PUD totalizaron 49,2 mmboe, las 1P 72,8 mmboe (100% petróleo), las 2P 92,3 mmboe (100% petróleo) y las 3P 106,2 mmboe (100% petróleo).

La siguiente tabla describe las reservas netas de petróleo y de gas natural por categoría de GeoPark en Chile, certificadas por D&M al 31 de diciembre de 2017.

Categoría de Reservas	Diciembre 2017 (mmboe)	% petróleo	Diciembre 2016 (mmboe)	% Cambio
PDP	2,6	32%	2,7	-4%
PUD	5,3	65%	11,2	-52%
1P	7,9	54%	13,9	-43%
2P	34,0	40%	38,3	-11%
3P	66,6	30%	73,2	-9%

El RLI de las reservas 1P disminuyó a 7,2 años versus 9,9 años en 2016.

Las reservas totales 2P y 3P disminuyeron por un 11% y 9% a 34,0 mmboe y 66,6 mmboe, respectivamente, debido a la reducción de reservas en el bloque Fell (operado por GeoPark con 100% WI). La caída en las reservas se debe a demoras en los planes de desarrollo esperados, revisiones técnicas y, en un menor grado, al impacto de los precios de petróleo en algunos yacimientos marginales.

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 a los niveles de 2016.

El programa de trabajo 2018 de GeoPark en Chile, con una inversión esperada de USD 1-2 millones, se enfoca en la optimización comercial además de estudios no convencionales y ambientales en el bloque Fell.

Brasil

Luego de una producción de 1,1 mmboe en 2017, las reservas 2P de GeoPark en Brasil certificadas por D&M disminuyeron un 21% por el monto producido a 4,4 mmboe comparado con el año 2016.

La siguiente tabla describe las reservas netas de petróleo y de gas natural por categoría de GeoPark en Brasil, certificadas por D&M al 31 de diciembre de 2017.

Categoría de Reservas	Diciembre 2017 (mmboe)	% Condensado	Diciembre 2016 (mmboe)	% Cambio
PDP	4,3	2%	5,4	-20%
PUD	0,0	0%	0,0	0%
1P	4,3	2%	5,4	-20%
2P	4,4	2%	5,6	-21%
3P	4,6	2%	5,9	-22%

El RLI de las reservas 2P disminuyó a 4,0 años comparado con 5,2 años en 2016.

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

El programa de trabajo 2018 de GeoPark en Brasil, con una inversión esperada de USD 3-4 millones, se enfoca en la perforación de exploración en los bloques onshore Potiguar y Reconcavo (operados por GeoPark con 70% y 100% de WI respectivamente). El programa de trabajo incluye dos pozos exploratorios superficiales y estudios sísmicos.

Perú

En diciembre de 2016, el Gobierno Peruano aprobó un acuerdo entre Petróleos del Perú S.A. ("Petroperu") para que GeoPark adquiriera una participación y operar el Bloque Morona (operado por GeoPark con el 75% WI) ubicado en el Norte de Perú, cubriendo un área de 1,9 millones de acres en la Cuenca Marañón. El Bloque Morona incluye al yacimiento Situche Central, definido por dos pozos (que fueron probados arrojando aproximadamente 2.400 y 5.200 bopd) y por sísmica 3D

La siguiente tabla describe las reservas netas de petróleo por categoría de GeoPark en Perú, certificadas por D&M al 31 de diciembre de 2017.

Categoría de Reservas	Diciembre 2017 (mmboe)	% petróleo	Diciembre 2016 (mmboe)	% Cambio
PDNP	9,5	100%	9,6	-1%
PUD	9,2	100%	9,0	2%
1P	18,7	100%	18,6	1%
2P	31,5	100%	31,5	0%
3P	62,2	100%	60,8	2%

El programa de trabajo 2018 de GeoPark en Perú, con una inversión estimada de USD 6-9 millones, está enfocado en estudios de impacto ambientales y trabajos de ingeniería preliminar y facilidades en el bloque Morona, con el objetivo de comenzar a producir hacia fines de 2019.

Argentina

En agosto de 2017, GeoPark anunció los resultados de perforación exitosa en el bloque CN-V (operado por GeoPark con 50% de WI), lo que resultó en el descubrimiento del yacimiento petrolero Rio Grande Oeste. Durante el 4T2017, GeoPark inició un testeo de largo plazo en el pozo de exploración Rio Grande Oeste 1.

La siguiente tabla describe las reservas netas de petróleo por categoría de GeoPark en CN-V, certificadas por D&M al 31 de diciembre de 2017.

Categoría de Reservas	Diciembre 2017 (mmboe)	% petróleo	Diciembre 2016 (mmboe)	% Cambio
PDP	0,0	100%	-	-
PUD	0,0	100%	-	-
1P	0,0	100%	-	-
2P	1,1	100%	-	-
3P	6,4	100%	-	-

El programa de trabajo orgánico 2018 en Argentina, con una inversión estimada de USD 5-8 millones, está enfocado en continuar la perforación de exploración con un pozo de exploración en el bloque CN-V y seis pozos de exploración brutos en los bloques Sierra del Nevado y Puelen (no operado por GeoPark con 18% WI).

Adquisición Argentina (estimados internos no certificados)

El 18 de diciembre de 2017, GeoPark ejecutó un acuerdo de compra de activos con Pluspetrol para la adquisición de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet en Argentina (referidos en este documento como la "Adquisición Argentina"). Se espera el cierre de la transacción para el primer trimestre de 2018.

La siguiente tabla muestra los estimados internos de GeoPark por categoría de las reservas de petróleo y gas netas correspondientes a la adquisición pendiente al 31 de diciembre de 2017:

Categoría de Reservas	Diciembre 2017 (mmboe)	% petróleo
2P	12,0-14,0	40%
3P	18,0-20,0	30%

Los bloques producen actualmente 2.700 boepd (70% petróleo liviano y 30% gas), y además de las reservas 2P y 3P incluidas en la tabla que antecede, GeoPark estima recursos de exploración por 15-30 mmboe.

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 2016 hasta el 31 de diciembre de 2017:

(mmboe)	Colombia	Chile	Brasil	Perú	Argentina	Total
Reservas netas 2P al 31 de diciembre de 2016	67,4	38,3	5,6	31,5	-	142,8
Producción 2017	-8,0	-1,1	-1,1	-	-	-10,2
Cambio neto	28,8	-3,2	-0,1	-	1,1	26,6
Adquisiciones	-	-	-	-	-	-
Reservas netas 2P al 31 de diciembre de 2017	88,2	34,0	4,4	31,5	1,1	159,2

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 2017, comparado con el 2016:

País	Categoría de Reservas	NPV10 2017 (USD mm)	NPV10 2016 (USD mm)
Colombia	1P	1.123	642
	2P	1.393	1.006
	3P	1.588	1.371
Chile	1P	120	157
	2P	417	399
	3P	707	679
Brasil	1P	76	78
	2P	78	81
	3P	82	85
Perú	1P	230	242
	2P	395	401
	3P	773	773
Argentina	1P	1	-
	2P	7	-
	3P	90	-
Total	1P	1.549	1.119
(Certificado por D&M)	2P	2.291	1.887
	3P	3.240	2.908

Pronóstico de Precio de Petróleo más Bajo

Los precios de petróleo Brent promedian USD 65 por barril los próximos cinco años, según el informe de D&M 2017 y como se muestra en la siguiente tabla. Esto significa 8% por debajo de los precios de 2016 y, en lugar de la reducción, el NVP10 de las reservas 1P, 2P y 3P todas aumentaron en valor comparado con 2016.

Precio Petróleo Brent (USD/bbl)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2026
Reporte de Reservas 2017	60,0	62,0	65,0	68,1	71,6	74,3	78,1-84,6
Reporte de Reservas 2016	62,6	66,7	71,9	74,7	77,6	79,9	82,2-86,2

Después del 2026, los precios de petróleo Brent en el informe D&M 2017 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 2017:

(USD mm)	Ingresos por petróleo y gas	Regalías	Costos Operativos	Costos futuros de capital de desarrollo y abandono	Impuesto a la Ganancias	Ingreso neto después de impuestos futuro	Ingreso neto después de impuestos futuro descontado al 10%	Valor unitario después de impuestos descontado al 10% (USD/boe)
Colombia²								
1P	3.343	302	374	187	811	1.669	1.123	17
2P	4.579	644	472	241	1.058	2.164	1.393	16
3P	5.353	791	512	271	1.244	2.535	1.588	16
Chile								
1P	365	16	129	58	6	156	120	15
2P	1,526	64	397	267	103	695	417	12
3P	2.840	114	672	492	220	1.342	707	11
Brasil								
1P	169	18	40	8	12	91	76	18
2P	173	19	40	8	12	94	78	18
3P	182	20	40	8	14	100	82	18
Perú								
1P	1.491	78	412	236	233	532	230	12
2P	2,598	149	585	428	440	996	395	13
3P	5,297	397	989	858	933	2,120	773	12
Argentina								
1P	2	0	1	0	0	1	1	-
2P	74	11	13	33	3	14	7	6
3P	469	70	49	60	98	192	90	14
Total								
1P	5.370	414	956	489	1.062	2.449	1.549	16
2P	8.950	887	1.507	977	1.616	3.963	2.291	14
3P	14.141	1.392	2.262	1.689	2.509	6.289	3.240	13

² Los ingresos por petróleo y gas en Colombia se muestran como gastos netos pagos sujetos a ganancias futuras, según las normas de IFRS [Normas Internacionales de Información Financiera], de USD124 mm (1P), USD159 mm (2P) y USD184 mm (3P). D&M informó tales gastos como gastos operativos.

Valor Neto Actual por Acción y por País

La siguiente tabla presenta el valor neto actual de las reservas 2P certificadas de GeoPark después de la deducción de impuestos a un índice del 10% por acción, por país al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

El NPV10 de las reservas 2P por acción aumentó un 20% a USD34,0 fundamentalmente como resultado del aumento del 31% de las reservas 2P en Colombia. Como resultado de ello, el NPV10 de reservas 2P de deuda neta ajustada por acción aumentó un 24% a USD29,2 respecto de los USD23,6 en 2016.

Valor Neto Actual por Acción 2017	Colombia	Chile	Brasil	Perú	Argentina	Total
NPV10 2P 2017 (USD Millones)	1.393	417	78	395	7	2.291
Participación minoritaria ^a (USD Millones)	-145	-83	-	-	-	-228
Subtotal (USD mm)	1.248	334	78	395	7	2.063
Acciones vigentes (Millones)	60,6	60,6	60,6	60,6	60,6	60,6
(USD/Acción)	206	5,5	1,3	6,5	0,1	34,0

Valor Neto Actual por Acción 2016	Colombia	Chile	Brasil	Perú	Argentina	Total
NPV10 2P 2017 (USD Millones)	1.006	399	81	401	-	1.887
Participación minoritaria ^a (USD Millones)	-104	-80	-	-	-	-184
Subtotal (USD mm)	902	319	81	401	-	1.703
Acciones vigentes (Millones)	60	60	60	60	-	60
(USD/ Acción)	15,0	5,4	1,4	6,7	-	28,4

NPV10 - Deuda neta ajustada de reservas 2P por Acción	Total 2017	Total 2016	% Cambio
NPV10 de reservas 2P (USD mm)	2.291	1.887	
Participación minoritaria (USD Millones)	-228	-184	
Subtotal (USD mm)	2.063	1.703	
Acciones vigentes (Millones)	60,6	60,0	
(USD/ Acción)	34,0	28,4	20%
Deuda Neta/Acción (USD/ Acción)	-4,8	-4,8	
NPV10 - Deuda neta ajustada de reservas 2P/Acción (USD/Acción)	29,2	23,6	24%

- a) La participación minoritaria refiere a la participación de LGI en las filiales de Chile y Colombia. Las estimaciones de la participación minoritaria de LGI en Colombia se calculan en base a una participación societaria inicial del 20% a nivel de filial en Colombia, reducida posteriormente al 8%, una vez que LGI haya recuperado su inversión inicial conforme a los términos y condiciones de los acuerdos vigentes.
- b) El NPV10 de reservas 2P de deuda neta ajustada por acción, se muestra en una base consolidada. La deuda neta se calcula considerando la Deuda Financiera no auditada de USD 426 millones, menos USD 135 millones de efectivo y equivalentes de efectivo no auditados al 31 de diciembre de 2017.

Costos de Descubrimiento y Desarrollo por Categoría de Reservas

La siguiente tabla muestra el cálculo de los costos F&D al 31 de diciembre de 2017:

	31 de diciembre 2017			
	1P	2P	Colombia 1P	Colombia 2P
Inversiones en Bienes de Capital (no auditado) (USD mm)	106	106	80	80
Adiciones de Reservas (mmboc)	28,9	26,6	33,7	28,8
Costos F&D (USD/boc)	3,6	4,0	2,4	2,8

OTRAS NOTICIAS / HECHOS RECIENTES

Fecha de informes para la publicación de resultados del 4T2017, Conferencia telefónica y transmisión vía Internet

GeoPark informará los resultados del 4Q2017 y los resultados financieros para el año 2017 el miércoles 7 de marzo de 2018, luego del cierre de los mercados.

Conjuntamente con la gacetilla de prensa del 4T2017, la Gerencia de GeoPark organizará una conferencia telefónica el día 8 de marzo de 2018 a las 10:00 am (Eastern Standard Time) para discutir los resultados financieros del 4T2017. 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: 6197567

Por favor, tómese unos minutos antes de la conferencia para visitar el sitio web y bajar cualquier software de streaming que pueda necesitar para escuchar la transmisión vía internet.

Un archivo de la reproducción de la transmisión vía internet estará disponible en la sección "Soporte al Inversor" del sitio web de la Compañía, www.geo-park.com, una vez concluida la conferencia en vivo.

Para más información, por favor contáctese con:

INVERSORES:

Stacy Steimel – Shareholder Value Director ssteimel@geo-park.com
Santiago, Chile
T: +562 2242 9600

MEDIOS:

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

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

GLOSARIO

1P	Reservas Probadas
2P	Reservas probadas y probables
3P	Reservas probadas, probables y posibles
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	Refiere a las reservas netas evaluadas de manera independiente por la consultora petrolera DeGolyer and MacNaughton ("D&M")
Costos F&D	Costos 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.
Costos FD&A	Costos 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 Reserva de Vida
RRR	Proporción de Reemplazo de Reserva
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 esta gacetilla son solo estimadas y no se garantiza que las reservas estimadas serán recuperadas. Las reservas reales pueden eventualmente resultar ser mayores o menores a las estimadas que se informan aquí. Las declaraciones relativas a las reservas son, por su naturaleza, declaraciones prospectivas.

Las reservas de gas estimadas aquí son reservas a producir por los reservorios disponibles y a ser enviadas a los tramos de gasoductos luego de la separación y previo a la compresión. Las reservas de gas estimadas

aquí incluyen gas fuel.

Montos y porcentajes redondeados: Ciertos montos y porcentajes incluidos en esta gacetilla de prensa fueron redondeados para facilitar la presentación. Las cifras porcentuales incluidas en esta gacetilla no han sido – en todos los casos- calculadas sobre la base de dichas cifras redondeadas sino en cambio, sobre la base de esos montos previo al redondeo. Por este motivo, ciertos montos porcentuales en la presente

gacetilla pueden variar de aquellos montos obtenidos mediante los mismos cálculos usando las cifras de los estados contables. Además, es posible que otros montos reflejados en la gacetilla no sumen debido al redondeo.

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

Todas la 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 las propiedades de la Compañía pueden variar de la información presentada aquí, y dichas variaciones pueden ser materiales. 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 materializarse.

ADVERTENCIAS ACERCA DE LA INFORMACION PROSPECTIVA

La presente gacetilla de prensa contiene declaraciones que constituyen "declaraciones prospectivas". Muchas de las declaraciones prospectivas en esta gacetilla de prensa pueden identificarse por el uso de palabras como: anticipar, creer, poder, esperar, debería, planificación, intentar, voluntad de, estimación y probabilidad, entre otras.

Las declaraciones prospectivas que aparecen en varios párrafos de la presente gacetilla de prensa incluyen, entre otras, declaraciones respecto a la intención, convicción o expectativas actuales, sobre diversos asuntos, tales como el Programa de Trabajo 2018, las estimaciones del NPV10 (valor actual neto) y del NPV10/acción, los ingresos futuros calculados y el pronóstico de los precios del petróleo. Las declaraciones prospectivas se basan en las creencias y valores de la Gerencia, y en la información actualmente disponible para la Gerencia. Estas declaraciones se encuentran sujetas a riesgos e incertidumbres, y los resultados reales pueden diferir sustancialmente de aquellos expresados o implícitos en las declaraciones prospectivas debido a diversos factores.

Las declaraciones prospectivas solo se expresan a partir de la fecha en que son formuladas, y la Compañía no asume obligación alguna de actualizarlas teniendo en cuenta la información nueva o desarrollos futuros o bien, de divulgar las revisiones de estas declaraciones a fin de reflejar hechos o circunstancias posteriores, o de reflejar la ocurrencia de hechos no anticipados. Para debatir cuales de los riesgos que enfrenta la Compañía pueden afectarla si estas declaraciones prospectivas se hacen realidad, por favor referirse a las presentaciones ante la Comisión de Valores de los EE.UU. (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 esta gacetilla, 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 esta gacetilla de prensa. NPV10 para las reservas PRMS 1P, 2P y 3P no reemplaza la medida normalizada de los flujos de caja netos futuros descontados para las reversas probadas de la SEC.