



GEOPARK

PARA DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK INFORMA SUS RESULTADOS DEL CUARTO TRIMESTRE Y RESULTADOS ANUALES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016¹

RECORD DE PRODUCCIÓN Y RESERVAS DE PETROLEO Y GAS / EL PROGRAMA DE INVERSIÓN COLOMBIANO DE \$28MM GENERA UN AUMENTO DE VALOR DE \$351MM

Santiago, Chile – 7 de Marzo de 2017 - GeoPark Limited ("GeoPark" o 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, anuncia sus estados contables consolidados para el trimestre finalizado el 31 de Diciembre de 2016 ("Cuarto Trimestre" o "4Q2016"), y sus resultados anuales auditados del año 2016.

El día 8 de marzo a las 10:00 AM (EST) se realizará una llamada en conferencia para discutir los Resultados Financieros del 4Q2016.

Todas las cifras se expresan en Dólares Estadounidenses y el crecimiento se expresa con referencia al mismo período del año anterior, salvo que se especifique lo contrario. Las definiciones de los términos utilizados a continuación se brindan en el Glosario al final del documento.

Este comunicado no contiene toda la información financiera de la Compañía. Por lo tanto, los inversionistas deben leer este comunicado conjuntamente con los estados contables consolidados de GeoPark y las notas a dichos estados contables para los años terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015 disponibles en el sitio web de la Compañía.

DATOS MÁS SIGNIFICATIVOS DEL CUARTO TRIMETRE Y TOTALES DEL AÑO 2016

Más Petróleo y Gas

- Producción récord de petróleo y gas:
 - La producción consolidada creció un 2% a 23.593 boepd
 - La producción en Colombia creció un 13% a 17.535 boepd
 - La producción actual es de 25.900 boepd
- Reservas récord de petróleo y gas:
 - Reservas conforme a la metodología PRMS (Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos) probadas y probables (2P) aumentaron un 14% a 142,8 mmmboe
 - Las reservas PRMS 2P de Colombia aumentaron un 45% a 67,4 mmmboe

Más Eficiencia / Menor Costo

- Costos de Descubrimiento y Desarrollo
 - 2P Consolidado de US\$1,7/boe
 - Colombia 2P de US\$1,0/bbl
- Costos Operativos:
 - Los costos operativos consolidados disminuyeron 19% a US\$8,1 por boe / anual -31%
 - Los costos operativos en Colombia disminuyeron 32% a US\$6,1 por bbl / anual -39%

Mayor Generación de Efectivo

- El EBITDA ajustado aumentó 154% a US\$27,0 millones / anual +6% a US\$78,3 millones
- El Netback Operativo aumentó 83% a US\$39,5 millones / anual + 3% a US\$122,1 millones

- El Flujo de Caja de las Actividades Operativas aumentó a US\$28,0 millones / anual +220% a US\$82,9 millones
- Las pérdidas netas se redujeron a US\$26,0 millones / pérdida neta anual US\$60,6 millones (afectada por US\$25,7 millones en pases a pérdida no monetarios y desvalorizaciones)
- Más de US\$160 millones en efectivo y facilidades disponibles (US\$73,6 millones en efectivo)

Mayor Valor

- El NPV10 de las reservas probadas (1P) certificadas en forma independiente aumentó un 26% a US\$1.100 Millones (equivalente a un NPV10 de deuda neta ajustada de US\$12,3 por acción)
- NPV10 de reservas 2P certificadas en forma independiente:
 - El NPV10 consolidado aumentó 15% a US\$1.900 Millones (equivalente a un NPV10 de deuda neta ajustada de US\$23,6 por acción)
 - El NPV10 de Colombia aumentó 54% a US\$1.000 Millones (equivalente a un NPV10 de deuda neta ajustada de US\$10,2 por acción)
- El programa de inversión de capital de 2016 de US\$28 millones produjo un aumento de US\$351 millones en el NPV10 de reservas 2P en activos colombianos (a pesar de usar un pronóstico menor del precio del petróleo)

Más Oportunidades

- El programa de inversión de capital base de 2017 por \$80-90 millones, a un precio de US\$45-50 por barril de petróleo, apunta a un crecimiento de la producción del 20-25% y una producción de salida de 30.000 boepd que comprende:
 - Desarrollo, programa de evaluación y perforación exploratoria de 15-20 pozos brutos en el Bloque Llanos 34 en Colombia.
 - Programa de perforación exploratoria de 8 pozos brutos en la prolífica Cuenca Neuquina de Argentina
 - Programa de desarrollo y perforación exploratoria de 4 pozos en la cuenca madura Magallanes en Chile
 - Programa de perforación exploratoria de 3 pozos brutos en las cuencas costeras de Recóncavo y Potiguar en Brasil.
- Nuevas oportunidades de adquisición en Colombia, Brasil, Argentina, México y otros países en los que opera la compañía.

James F. Park, el Director General de GeoPark, comentó: "Felicitaciones al equipo de GeoPark por hacer un trabajo excepcional, atravesando las turbulencias industriales de 2016, y por lograr importantes avances en todos nuestros negocios. Hemos descubierto y producido más petróleo y más gas. Hemos aumentado nuestra eficiencia e hicimos más con menos. Hemos generado más efectivo y fortalecido nuestro balance. Nos hemos convertido en una organización mejor y más capaz. Hemos hecho crecer el valor total de la Compañía y el valor subyacente de cada una de las acciones de nuestros accionistas. Hemos prolongado nuevamente nuestro record líder de crecimiento por más de 10 años. Y, hemos posicionado a GeoPark frente a un año aún más emocionante para el 2017. Los primeros éxitos operativos de 2017 ya lo están demostrando, y nos colocan en el camino hacia la superación de nuestro gran desempeño de 2016. "

RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS

Las reservas 2P consolidadas de GeoPark aumentaron un 14% en 2016 a 142,8 mmoeb en comparación con 2015. El incremento de reservas se debe principalmente a nuevos descubrimientos en el Bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con el 45% WI) en Colombia.

- **Reservas PDP:** Las reservas probadas, desarrolladas, produciendo (PDP) netas aumentaron un 13% (2,2 mmoeb) a 19,5 mmoeb, con un índice de reemplazo de reservas (RRI en inglés) PDP del 127%. El NPV10 total de las reservas PDP aumentó 49% (US\$ 93.1 millones) a US\$ 282.2 millones
- **Reservas 1P:** Las reservas netas 1P aumentaron 10% (7,1 mmoeb) a 78,3 mmoeb, con un índice de vida de reserva (RLI en inglés) 1P de 9,5 años y un RRI 1P de 187%. El NPV10 total de las reservas 1P aumentó 26% (US\$ 228 millones) a US\$ 1.100 millones
- **Reservas 2P:** Las reservas netas 2P aumentaron 14% (17,5 mmoeb) a 142,8 mmoeb, con un índice de vida de reserva 2P de 17,4 años y un RRI 2P de 312%. El NPV10 total de las reservas de 2P aumentó 15% (\$ 241 millones) a \$ 1.900 millones
- **Reservas 2P de Colombia:** Las reservas netas 2P en Colombia aumentaron 45% (20,9 mmoeb) a 67,4 mmoeb, con un RLI 2P de 11,8 años y un RRI 2P de 468%. El NPV10 total de las reservas de 2P en Colombia aumentó 54% (US\$ 351 millones) a US\$ 1.000 millones

Para más detalles, consultar el Comunicado de Reservas de 2016 publicado el 6 de febrero de 2017.

RENDIMIENTO OPERATIVO CONSOLIDADO

El siguiente cuadro presenta indicadores clave de desempeño (KPI en inglés) para el cuarto trimestre (4Q) de 2016 y para todo el año 2016 (FY2016) en comparación con el 3Q2016, el 4Q2015 y el año 2015:

Indicadores Clave	4Q2016	3Q2016	4Q2015	FY2016	FY2015
Producción de petróleo ^a (bopd)	18.798	16.942	17.123	16.955	15.119
Producción de gas (mcfpd)	28.770	30.774	35.636	32.634	31.488
Producción neta promedio (boepd)	23.593	22.070	23.062	22.394	20.367
Precio del petróleo Brent (US\$ por bbl)	51,1	46,9	45,0	45,2	54,3
Precio combinado (US\$ por boe)	29,3	26,3	23,5	25,2	30,0
- Petróleo (US\$ por bbl)	31,2	26,9	23,6	25,6	32,1
- Gas (US\$ por mcf)	4,6	4,5	4,3	4,5	4,6
Ingresos netos por petróleo (US\$ millones)	49,3	38,4	33,1	145,2	162,6
Ingresos netos por gas (US\$ millones)	11,0	11,5	12,3	47,5	47,1
Ingresos netos (US\$ millones)	60,3	49,9	45,4	192,7	209,7
Contratos de Gestión de Riesgo de <i>Commodities</i> (US\$ millones)	-2,6	0,0	0,0	-2,6	0,0
Costos operativos y de producción ^b (US\$ millones)	-20,8	-19,6	-22,2	-67,2	-86,7
Gastos geológicos y geofísicos (G&G), Gastos generales y de administración (G&A) ^c y Gastos de venta (US\$ millones)	-13,2	-11,3	-15,8	-48,7	-56,5
EBITDA ajustado (US\$ millones)	27,0	19,4	10,6	78,3	73,8
EBITDA ajustado por boe (US\$)	13,1	10,2	5,5	10,2	10,5
Netback operativo por boe (\$)	19,2	15,8	11,2	15,9	16,9
Ganancia (pérdida) (US\$ millones)	-26,0	-21,0	-201,5	-60,6	-284,6
Gastos de capital (US\$ millones)	15,1	10,1	6,6	39,3	48,8
Posición de efectivo al cierre del año (US\$ millones)	73,6	63,6	82,7	73,6	82,7
Deuda a corto plazo al cierre del año (US\$ millones)	39,3	32,5	35,4	39,3	35,4

Deuda a largo plazo al cierre del año (US\$ millones)	319,4	320,4	343,2	319,4	343,2
---	-------	-------	-------	-------	-------

- a) Incluye regalías gubernamentales pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 718 bopd en 4Q2016 y 776 bopd en 4Q2015. No se pagaron regalías en especie en Chile y Brasil.
- b) Los costos de producción y operación incluyen costos de operación y regalías pagados en efectivo.
- c) Los gastos generales y de administración incluyen US\$ 0,5 millones y US\$ 3,2 millones para el 4Q2016 y 4Q2015, respectivamente, de pagos en acciones (no monetarios) que fueron excluidos del cálculo del EBITDA Ajustado.

Producción: La producción consolidada de petróleo y gas aumentó un 2% a 23.593 boepd en el 4Q2016 en comparación con 23.062 boepd en el 4Q2015. El aumento se atribuye principalmente a una mayor producción en Colombia (con seis nuevos pozos puestos en producción en el segundo semestre de 2016), que compensa parcialmente una menor producción en Chile y Brasil.

- Colombia: La producción neta promedio de petróleo aumentó un 13% a 17.535 bopd en el 4Q2016 comparado con 15.510 bopd en el 4Q2015 debido al éxito sostenido de las tareas de perforación y desarrollo en el Bloque Llanos 34.
- Chile: La producción neta promedio de petróleo y gas descendió un 12% a 3.523 boepd en el 4Q2016 comparado con 4.006 boepd en el 4Q2015 debido a la caída natural de los yacimientos con actividad de perforación limitada desde 2014 y sin actividad de perforación en Chile durante el 4Q2016.
- Brasil: La producción neta promedio de petróleo y gas disminuyó 29% a 2.535 boepd en el 4Q2016 comparado con 3.546 boepd en el 4Q2015, debido principalmente al menor consumo de gas de los usuarios industriales brasileños

La mezcla de producción mostró un aumento en petróleo al 80% de la producción total informada en el 4Q2016 (versus 74% en el 4Q2015), debido a la exitosa campaña de perforación en el Bloque Llanos 34 (GeoPark operó con 45% WI).

Para más detalles sobre las actividades de producción, consultar el Informe de Actualización de Operaciones del 4Q2016 publicado el 9 de enero de 2017.

Precio de referencia y precio efectivo del petróleo: El precio del crudo Brent promedió US\$ 51,1 el barril durante el 4Q2016, mientras que el precio de venta efectivo consolidado del petróleo alcanzó un promedio de US\$ 31,2 el barril en el 4Q2016, un 16% más que los US\$ 26,9 por barril del 3Q2016 y un 32% mayor a los US\$ 23,6 por barril del 4Q2015. Las diferencias entre los precios de referencia y los precios efectivos se deben a descuentos comerciales y de transporte, tanto en Colombia como en Chile, y al diferencial de Vasconia en Colombia.

El siguiente cuadro presenta un desglose de los precios de referencia y de los precios efectivos netos del petróleo en Colombia y Chile en el 4Q2016:

4Q2016 - Precios efectivos del petróleo (US\$ por bbl)	Colombia	Chile
Precio del Petróleo Brent	51,1	51,1
Diferencial de Vasconia	(5,7)	-
Descuentos comerciales y de transporte	(15,0)	(9,7)
Precio efectivo del petróleo	30,4	41,4
Peso en la mezcla de ventas de petróleo	93%	7%

En Colombia, los descuentos comerciales se relacionan principalmente con los costos de transporte del petróleo, que se deducen del precio neto, según se estipula en el contrato de compra-venta a largo plazo (*offtake*) con Tráfico (anunciado en diciembre de 2015, con entregas iniciadas en marzo de 2016). Los descuentos comerciales y de transporte disminuyeron aún más en el 4Q2016 ya que la mayor parte del petróleo colombiano se vendió en boca de pozo según lo acordado en el contrato de Tráfico, en comparación con el 4Q2015, en el cual la estrategia de venta era una combinación de boca de pozo y oleoducto.

Contratos de Gestión de Riesgo de Commodities - Precio del Petróleo Brent: En el 4Q2016, la Compañía registró los siguientes importes relacionados con Contratos de Gestión de Riesgo de Commodities para mitigar la exposición al riesgo de cambios en el precio del Petróleo Brent. Las ganancias realizadas reflejan las transacciones liquidadas en efectivo, mientras que las pérdidas no realizadas reflejan cambios no monetarios entre los valores del contrato y la curva de petróleo Brent desde que se firmaron los contratos.

4Q2016 – Contratos de Gestión de Riesgos de Commodities	(Millones de dólares)
Ganancias realizadas en efectivo	0,5
Pérdidas no realizadas no monetarias	(3,1)
Efecto neto	(2,6)

La Compañía tiene los siguientes contratos de administración de riesgo en vigencia a la fecha del presente comunicado:

- Para el período de noviembre de 2016 a junio de 2017, GeoPark aseguró un precio Brent mínimo de US\$ 50 por barril para 6.000 bopd a través de una estructura de collar costo cero que incluye un precio máximo de US\$ 57 por barril
- Para el período enero 2017 - septiembre 2017, GeoPark aseguró un precio Brent mínimo de US\$ 53 por barril para 6.000 bopd a través de una estructura de collar costo cero que incluye un precio máximo de US\$ 61 por barril

Ingresos Netos: Los ingresos netos consolidados aumentaron un 33% a US\$ 60,3 millones en el 4Q2016, versus los US\$ 45,4 millones del 4Q2015, debido principalmente a mayores ingresos por petróleo, que fueron afectados parcialmente por menores ingresos en gas.

Ingresos Petroleros: Los ingresos consolidados por petróleo aumentaron un 49% a US\$49,3 millones en el 4Q2016, debido principalmente a un aumento de 32% en los precios efectivos del petróleo y un aumento del 10% en la producción de petróleo (en comparación con el 4Q2015). Los ingresos petroleros representaron el 82% del total de los ingresos netos, en comparación con el 73% del 4Q2015.

- Colombia: En el 4Q2016, los ingresos por petróleo aumentaron un 60% a US\$ 44,2 millones debido principalmente al aumento de los precios efectivos y a una mayor cantidad de entregas. Según el contrato con Trafigura, las ventas se realizan en boca de pozo; esto reduce ligeramente los ingresos, pero implica una mayor reducción en los gastos de venta en comparación con el 4Q2015. Los precios efectivos del petróleo se incrementaron en un 37% a US\$ 30,4 por barril, paralelamente al aumento de los precios del Brent. Las entregas de petróleo aumentaron un 18% a 16.657 bopd
Los pagos en concepto de "earn-out" de Colombia (deducidos de los ingresos petroleros colombianos) aumentaron a US\$ 2,3 millones en el 4Q2016, comparado con US\$ 1,3 millones en el 4Q2015, en consistencia con los mayores ingresos petroleros
- Chile: En el 4Q2016, los ingresos por petróleo disminuyeron un 4% a US\$ 5,0 millones debido a una menor producción, parcialmente compensada por precios más altos. Los precios efectivos del petróleo se incrementaron un 24% a US\$ 41,4 por barril, de acuerdo con los mayores precios del Brent, pero las entregas de petróleo disminuyeron un 22% a 1.300 bopd

Ingresos por Gas: Los ingresos consolidados por gas disminuyeron un 11% a US\$ 11.0 millones en el 4Q2016 comparado con US\$ 12.3 millones en el 4Q2015.

- Chile: En el 4Q2016, los ingresos por gas disminuyeron un 17% a US\$ 4,2 millones debido a la disminución de los precios del gas, y fueron parcialmente compensados por un mayor número de entregas de gas.

Los precios del gas disminuyeron un 21% a \$US 3,7 per mcf (US\$21,9 por boe) en 4Q2016. Las entregas de gas aumentaron un 5% a 12.434 mcfpd (2.072 boepd)

- Brasil: En el 4Q2016, los ingresos por gas disminuyeron un 9% a US\$ 6,6 millones debido a principalmente a la disminución de la producción, parcialmente compensada por mayores precios de gas. Los precios del gas, netos de impuestos, aumentaron 27% a US\$ 5,2 por mcf (US\$ 31,4 por boe) debido a la apreciación de la moneda local (+ 16%) y el ajuste anual de la inflación del precio del gas de aproximadamente 10% desde el 1Q2016. Las entregas de gas disminuyeron un 29% y alcanzaron 13.784 mcfpd (2.297 boepd) debido a la menor demanda industrial

Costos de Producción y Operativos¹: Los costos consolidados de producción y operación disminuyeron un 6% a US\$ 20,8 millones en el 4Q2016, comparado con US\$ 22,2 millones en el 4Q2015, debido a los esfuerzos de reducción de costos y eficiencias, y fueron parcialmente compensados por el mayor volumen vendido (6% de aumento en las entregas en comparación con el 4Q2015). Desglose de Costos de producción y operativos:

Regalías: Las regalías consolidadas pagadas en efectivo (informadas en Costos de Producción y Operativos) aumentaron a US\$ 3,9 millones en el 4Q2016, comparado con US\$ 2,7 millones en el 4Q2015, en línea con el aumento de los niveles de producción y el aumento de los precios del petróleo.

Costos Operativos: Los costos operativos consolidados (excluyendo regalías) disminuyeron un 13% a US\$ 16,9 millones en el 4Q2016, de la siguiente manera:

- Colombia: Los costos operativos disminuyeron un 20% a US\$ 9,5 millones en el 4Q2016, debido principalmente a esfuerzos de reducción de costos, que fueron parcialmente afectados por los costos asociados a dicha producción (13% de aumento en la producción de petróleo en comparación con el 4Q2015). Los costos operativos por boe disminuyeron 32% a US\$ 6,1 por boe
- Chile: Los costos operativos disminuyeron un 5% a US\$ 5,6 millones en el 4Q2016 debido a la menor producción (disminución del 12% en la producción de petróleo y gas en comparación con el 4Q2015). Los costos operativos por boe aumentaron un 3% a US\$ 18.0 por boe ya que la menor producción afectó la absorción de costos fijos
- Brasil: Los costos operativos se mantuvieron estables en US\$ 1,7 millones en el 4Q2016, a pesar de una disminución de 29% en la producción, debido principalmente al impacto de los costos fijos más la apreciación de la moneda local (+ 16%). Los costos operativos por boe aumentaron un 42% a US\$ 8,0 por boe

Gastos de Venta: Los gastos de venta consolidados disminuyeron a US\$ 0,6 millones en el 4Q2016 comparado con US\$ 1,4 millones en el 4Q2015 principalmente como resultado de menores costos de venta en Colombia. En Colombia, los gastos de venta disminuyeron un 87% a sólo US\$ 0,1 millones debido al contrato *offtake* con Trafigura, ya que las ventas ocurren en boca de pozo. Los gastos de venta chilenos se mantuvieron estables en US\$ 0,3 millones, en línea con los mayores precios del petróleo, que compensaron la menor producción de petróleo y gas.

Gastos Administrativos: Los Gastos administrativos consolidados disminuyeron un 2% a US\$ 10,0 millones en el 4Q2016 comparado con US\$ 10,2 millones en el 4Q2015 debido principalmente a la continua disciplina financiera.

Gastos Geológicos y Geofísicos: Los gastos geológicos y geofísicos consolidados disminuyeron un 38% a US\$ 2,7 millones en el 4Q2016 comparado con US\$ 4,3 millones en el 4Q2015 debido principalmente a menores costos de personal y mayores montos asignados a proyectos capitalizados.

¹ Costos de Producción y Operativos = Costos de Operación más Regalías

EBITDA Ajustado: El EBITDA² ajustado consolidado aumentó un 154% a US\$ 27,0 millones, o US\$ 13,1 por boe, en el 4Q2016 comparado con US\$ 10,6 millones, o US\$ 5,5 por boe, en el 4Q2015, debido principalmente al aumento en los niveles de producción, reducción de costos en efectivo y mayores precios efectivos del petróleo.

- Colombia: EBITDA ajustado de US\$ 26,5 millones en 4Q2016
- Chile: EBITDA ajustado de US\$ 0,6 millones en 4Q2016
- Brasil: EBITDA ajustado de US\$ 3,3 millones en 4Q2016
- Corporativo, Argentina y Peru: EBITDA ajustado de US\$3,5 millones negativo

La siguiente tabla muestra la producción, los volúmenes vendidos y el desglose de los componentes más significativos del EBITDA Ajustado para el 4Q2016 y el 4Q2015, por país y por boe:

EBITDA ajustado/boe:	Colombia		Chile		Brasil		Total	
	4Q16	4Q15	4Q16	4Q15	4Q16	4Q15	4Q16	4Q15
Producción (boepd)	17.535	15.510	3.523	4.006	2.535	3.546	23.593	23.062
Variación de stock /RIK ^a	(878)	(1.346)	(151)	(355)	(206)	(268)	(1.235)	(1.969)
Volumen de ventas (boepd)	16.657	14.164	3.372	3.651	2.329	3.278	22.358	21.093
% Petróleo	100%	100%	39%	46%	1%	1%	80%	75%
(US\$ por boe)								
Precio efectivo del petróleo	30,4	23,2	41,4	33,5	54,7	46,9	32,3	24,3
Precio efectivo del gas ^b	-	-	21,9	27,6	31,4	24,6	27,3	25,8
Earn-out	(1,4)	(1,0)	-	-	-	-	(1,1)	(0,7)
Precio Combinado	29,0	22,2	29,4	30,3	31,7	25,0	29,3	23,5
Costos operativos	(6,1)	(9,0)	(18,0)	(17,5)	(8,0)	(5,7)	(8,1)	(9,9)
Regalías en efectivo	(1,9)	(1,2)	(1,2)	(1,2)	(2,6)	(2,5)	(1,9)	(1,4)
Gastos de venta y otros	0,2	(3,1)	(1,0)	(0,4)	-	0,2	(0,3)	(1,0)
Netback operativo	21,1	8,9	9,2	11,2	21,0	17,0	19,2	11,2
G&A, G&G							(6,1)	(5,7)
EBITDA ajustado/boe:							13,1	5,5

a) RIK (Regalías en especie). Incluye regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 718 bopd en 4Q2016 y 776 bopd en 4Q2015. No se pagaron regalías en especie en Chile y Brasil.

b) Tasa de conversión de US\$mcf/US\$boe=1/6.

Depreciación: Los cargos consolidados por depreciación disminuyeron un 46% a US\$ 16,9 millones en el 4Q2016, comparado con US\$ 31,2 millones en el 4Q2015, debido principalmente al menor costo de depreciación por boe, y fueron parcialmente compensados por mayores niveles de producción. La disminución del costo de depreciación por boe en Colombia deriva del éxito de la perforación y el aumento de las reservas, mientras que en Chile, se relaciona principalmente con los cargos por desvalorización imputados en el 4Q2015. El costo de depreciación por boe disminuyó 49% a US\$ 8,2 por boe.

Pase a pérdida de esfuerzos no exitosos: Los pases a pérdida consolidados por esfuerzos no exitosos ascendieron a US\$ 17,7 millones en el 4Q2016, en comparación con los US\$26,4 millones del 4Q2015. Los importes registrados en el 4Q2016 y 4Q2015 corresponden a cargos no monetarios por costos sísmicos y

² Ver "Conciliación del EBITDA Ajustado con el Resultado antes de Impuesto a las Ganancias y el EBITDA Ajustado por Boe" incluido en el presente comunicado

exploratorios previamente capitalizados en los bloques Tierra del Fuego en Chile (incurridos en años anteriores).

Desvalorización de activos no financieros: La desvalorización no monetaria consolidada de los activos no financieros presentó una diferencia positiva de US\$5,7 millones en el 4Q2016 (US\$ 5,7 millones en Colombia) en comparación con una pérdida de US\$ 149,6 millones en el 4Q2015 (US\$104,5 millones en Chile y US\$45,1 millones en Colombia). Las diferencias positivas registradas en el 4Q2016 son el resultado de un entorno de precios del petróleo más favorable.

Otros gastos: Otros cargos operativos no recurrentes totalizaron una pérdida de US\$ 0,9 millones en el 4Q2016, en comparación con una pérdida de US\$ 1,1 millones en el 4Q2015.

RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y GANANCIA DEL PERIODO

Costos Financieros: Los costos financieros netos disminuyeron un 7% a US\$ 8,9 millones en el 4Q2016, comparado con US\$ 9,6 en el 4Q2015, principalmente debido a menores cargos bancarios y mayores intereses recibidos.

Divisas: Otros cargos netos por cambio de divisas totalizaron una pérdida de US\$ 1,4 millones en el 4Q2016, en comparación con una diferencia positiva de US\$ 10,9 millones en el 4Q2015. Las diferencias de cambio se generan principalmente a partir de la devaluación y apreciación neta del real brasileño sobre la deuda neta denominada en dólares estadounidenses contraída a nivel de subsidiaria local, en la cual la moneda funcional es el real brasileño.

Impuesto a las Ganancias: Las pérdidas por impuesto a las ganancias fueron de US\$ 9,7 millones en el 4Q2016 comparado con US\$ 2,0 millones en el 4Q2015, de manera consistente con las menores pérdidas antes de impuestos en el 4Q2016 en comparación con el 4Q2015.

Ingresos Netos: La pérdida para el período ascendió a US\$ 26,0 millones en el 4Q2016, en comparación con los US\$201,5 millones del 4Q2015.

BALANCE

Efectivo y sus Equivalentes El efectivo y sus equivalentes totalizaron US\$ 73,6 millones al 31 de diciembre de 2016. El efectivo y sus equivalentes al cierre del ejercicio 2015 ascendían a US\$ 82,7 millones, siendo la diferencia principalmente: (i) efectivo utilizado en actividades de inversión por un monto de US\$ 39,3 millones, (ii) efectivo utilizado en actividades de financiamiento por US\$ 51,1 millones (compuesto por pagos de capital de US\$ 22,6 millones principalmente relacionados con el Préstamo Itaú más pagos de intereses), y (iii) efectivo generado por actividades operativas que ascendió a US\$ 82,9 millones.

La siguiente tabla muestra una conciliación de efectivo y sus equivalentes al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2016.

(Millones de US\$)	
Efectivo + sus equivalentes – 30 de septiembre de 2016	63,6
Efectivo proveniente de actividades operativas	28,0

Efectivo utilizado en actividades de inversión	(15,1)
Efectivo utilizado en actividades financieras	(1,7)
Efecto de la conversión de moneda	(1,2)
Efectivo + sus equivalentes – 31 de diciembre de 2016	73,6

Facilidades de pago adelantado y líneas de crédito disponibles: Al 31 de diciembre de 2016, la Compañía tiene un contrato *offtake* de pago anticipado con Trafigura de US\$ 75 millones (con US\$ 20 millones retirados) y aproximadamente US\$ 31 millones en líneas de crédito no comprometidas.

Deuda financiera: La deuda financiera total (neta de costos de emisión de deuda) ascendió a US\$ 358,7 millones, incluyendo principalmente el Bono 2020 de US\$ 300 millones y el préstamo Itaú (inicialmente incurrido para la adquisición de una participación en el Yacimineto Brasileño Manati) por US\$ 49,8 millones.

RATIOS FINANCIEROS ^a

(Millones de US\$)

Al final del período	Deuda financiera	Posición de efectivo	Deuda bruta/ EBITDA Ajustado LTM	Deuda Neta ^b / EBITDA Ajustado LTM	Cobertura de intereses
3Q2015	364,6	90,4	4,0x	3,0x	2,9x
4Q2015	378,7	82,7	5,1x	4,0x	2,4x
1Q2016	363,0	71,6	5,3x	4,3x	2,2x
2Q2016	369,9	79,2	6,1x	4,8x	2,0x
3Q2016	352,9	63,6	5,7x	4,7x	2,0x
4Q2016	358,7	73,6	4,6x	3,6x	2,7x

a) Basado en los últimos 12 meses de resultados financieros.

b) Incluido sólo con fines informativos. No incluido en el Contrato de emisión de Bonos 2020.

Las cláusulas del test de incurrencia (*incurrence test*) financiero consolidado de GeoPark incluidas en el Contrato de Emisión de Bonos 2020 son:

- Un ratio de apalancamiento, definido como Deuda Bruta a EBITDA Ajustado, inferior a 2.5x a partir de 2015; y
- Un ratio de cobertura de intereses, definido como EBITDA Ajustado dividido por Gastos de Intereses, por encima de 3.5x

Como se muestra en el cuadro anterior, al 31 de diciembre de 2016 el Ratio de Apalancamiento de la Compañía estaba por encima del umbral de 2,5 veces incluido en el Contrato de Emisión de Bonos 2020 y además el Ratio de Cobertura de Intereses se situó por debajo del umbral de 3,5 veces incluido en el Contrato de Emisión de Bonos 2020. Estos ratios se vieron afectados por el actual entorno de precios bajos del petróleo. El incumplimiento de los ratios del test de incurrencia no desencadena un caso de incumplimiento. Sin embargo, esta situación puede limitar la capacidad de la Compañía de contraer deudas adicionales, distintas de la deuda permitida, según se especifica en el contrato de emisión que rige los bonos. Las cláusulas de incurrencia (*incurrence covenants*), a diferencia de las cláusulas de mantenimiento (*maintenance covenants*), deben ser evaluadas por la Compañía antes de incurrir en deuda adicional o realizar otras acciones corporativas específicas, incluyendo, entre otras, pagos de dividendos y pagos restringidos.

INFORMACION SELECCIONADA POR SEGMENTO DE NEGOCIO

Colombia	4Q2016	4Q2015
Ingresos netos (US\$ millones)	44,4	27,7
Costos operativos y de producción ^b (US\$ millones)	-12,5	-13,4
EBITDA ajustado (US\$ millones)	26,5	9,2
Gastos de capital ^b (US\$ millones)	11,5	2,6
Chile	4Q2016	4Q2015
Ingresos netos por petróleo (US\$ millones)	5,0	5,1
Ingresos netos por gas (US\$ millones)	4,2	5,0
Ingresos netos (US\$ millones)	9,1	10,2
Costos Operativos y de Producción ^b (US\$ millones)	-6,0	-6,3
EBITDA ajustado (US\$ millones)	0,6	1,0
Gastos de capital ^b (US\$ millones)	1,0	3,3
Brasil	4Q2016	4Q2015
Ingresos netos por petróleo (US\$ millones)	0,2	0,2
Ingresos netos por gas (US\$ millones)	6,6	7,3
Ingresos netos (US\$ millones)	6,8	7,5
Costos operativos y de producción ^b (US\$ millones)	-2,3	-2,5
EBITDA ajustado (US\$ millones)	3,3	4,1
Gastos de capital ^b (US\$ million)	2,0	0,6

- a) Costos de producción y operativos = Costos operativos + regalías
b) La diferencia con la cifra informada en la tabla de Indicadores Clave corresponde principalmente a los gastos de capital en Argentina

ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO

(en millones de US\$)

	4Q2016	4Q2015	FY2016	FY2015
INGRESOS NETOS				
Venta de crudo	49,3	33,1	145,2	162,6
Venta de gas	11,0	12,3	47,5	47,1
INGRESOS NETOS TOTALES	60,3	45,4	192,7	209,7
Contrato de Gestión de Riesgos de Commodities	-2,6	0,0	-2,6	0,0
Costos de producción y operativos	-20,8	-22,2	-67,2	-86,7
Gastos geológicos y geofísicos	-2,7	-4,3	-10,3	-13,8
Gastos administrativos	-10,0	-10,2	-34,2	-37,5
Gastos de venta	-0,6	-1,4	-4,2	-5,2
Depreciación	-16,9	-31,2	-75,8	-105,6
Pase a pérdida de esfuerzos no exitosos	-17,7	-26,4	-31,4	-30,1
Desvalorización de activos no financieros	5,7	-149,6	5,7	-149,6
Otros operativos	-0,9	-1,1	-1,3	-13,7
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERATIVA	-6,1	-200,9	-24,6	-232,5
Costo financiero, neto	-8,9	-9,6	-34,1	-35,7
Diferencias de cambio de divisas	-1,4	10,9	13,9	-33,5
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO A LAS GANANCIAS	-16,3	-199,5	-48,8	-301,6
Impuesto a las ganancias	-9,7	-2,0	-11,8	17,1
GANANCIA (PÉRDIDA)	-26,0	-201,5	-60,6	-284,6
Participación minoritaria	-5,6	-43,8	-11,6	-50,5
ATRIBUIBLE A PROPIETARIOS DE GEOPARK	-20,4	-157,6	-49,1	-234,0

RESUMEN DEL BALANCE CONSOLIDADO

(en millones de US\$)	<u>Dic '16</u>	<u>Dic '15</u>
Activos no corrientes		
Propiedad, planta y equipo	473,6	522,6
Otros activos no corrientes	45,7	49,4
Total otros activos no corrientes	519,3	572,0
Activos corrientes		
Inventario	3,5	4,3
Créditos comerciales	18,4	13,5
Otros activos corrientes	25,7	31,3
Disponibilidades	73,6	82,7
Total activos corrientes	121,2	131,8
Total activos	640,5	703,8
Patrimonio		
Patrimonio atribuible a los propietarios de Geopark	105,8	146,7
Interés no controlado	35,8	53,5
Patrimonio total	141,6	200,2
Pasivo no corriente		
Préstamos	319,4	343,2
Otros pasivos no corrientes	80,0	79,0
Total pasivo no corriente	399,4	422,2
Pasivo corriente		
Préstamos	39,3	35,4
Otros pasivos corrientes	60,2	46,0
Total pasivos corrientes	99,5	81,4
Total pasivos	498,9	503,6
Total Pasivo y Patrimonio	640,5	703,8

RESUMEN DEL FLUJO DE CAJA CONSOLIDADO

(en millones de US\$)	<u>Dic '16</u>	<u>Dic '15</u>
Flujo de caja de actividades operativas	82,9	25,9
Flujo de caja utilizado en actividades de inversión	-39,3	-48,8
Flujo de caja utilizado en actividades financieras	-51,1	-18,0
Variación neta	-7,6	-41,0

CONCILIATION DE EBITDA AJUSTADO A GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO A LAS GANANCIAS

2016 (en millones de US\$)	Colombia	Chile	Brasil	Otro	Total
EBITDA ajustado	66,9	5,1	17,5	-11,2	78,3
Depreciación	-31,1	-31,3	-13,0	-0,3	-75,8
Pase a pérdida por esfuerzos no exitosos	-7,4	-19,4	-4,6	-	-31,4
Desvalorización	5,7	-	-	-	5,7
Contratos de Gestión de Riesgos de Commodities	-3,1	-	-	-	-3,1
Pagos en acciones y otros	0,5	0,6	-0,5	-3,0	-2,4
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERATIVA	31,5	-45	-0,6	-14,5	-28,6
Costo financiero, neto					-34,1
Cargos por divisas, neto					13,9
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO A LAS GANANCIAS					-48,8
2015 (en millones de US\$)	Colombia	Chile	Brasil	Otro	Total
EBITDA ajustado	66,7	-0,2	20,5	-13,2	73,8
Depreciación	-52,4	-39,2	-13,6	-0,3	-105,6
Pase a pérdida por esfuerzos no exitosos	-4,3	-25,8	-	-	-30,1
Desvalorización	-45,1	-104,5	-	-	-149,6
Pagos en acciones y otros	-2,1	-10,6	-0,3	-8,1	-21,1
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERATIVA	-37,2	-180,3	6,6	-21,6	-232,5
Costo financiero, neto					-35,7
Cargos por divisas, neto					-33,5
GANANCIA (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTO A LAS GANANCIAS					-301,6

INFORMACIÓN DE LA LLAMADA EN CONFERENCIA

GeoPark realizará la teleconferencia de resultados financieros del cuarto trimestre de 2016 y su transmisión por Internet el miércoles 8 de marzo de 2017, a las 10:00 de la mañana (EST).

El Gerente General, James F. Park, el Gerente de Finanzas, Andrés Ocampo, y el Gerente de Operaciones, Augusto Zubillaga, discutirán los resultados financieros de GeoPark para el 4Q2016, y habrá una sesión de preguntas y respuestas inmediatamente después de dicha presentación.

Aquellos interesados en participar en la conferencia telefónica pueden hacerlo marcando los siguientes números:

Participantes de los Estados Unidos: 866-547-1509
Participantes Internacionales: +1 920-663-6208
Código: 66557648

Se recomienda visitar la página web antes de la llamada y descargar el software de streaming requerido para escuchar el webcast.

Al finalizar la teleconferencia, en la sección de Soporte al Inversor del sitio web de la Compañía, www.geo-park.com, estará disponible un archivo con la repetición del webcast.

Para más información, comunicarse con:

INVERSORES:

Stacy Steimel – Directora de valor para accionistas
Santiago, Chile
T: +56 (2) 2242-9600
ssteimel@geo-park.com

Dolores Santamarina – Gerente de inversores
Buenos Aires, Argentina
T: +54 (11) 4312-9400
dsantamarina@geo-park.com

MEDIOS:

Jared Levy – Sard Verbinnen & Co
New York, USA
T: +1 (212) 687-8080
jlevy@sardverb.com

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

GeoPark puede visitarse en el siguiente sitio www.geo-park.com

GLOSARIO

EBITDA ajustado	El EBITDA ajustado se define como ganancia del ejercicio antes de deducir costo financiero neto, impuesto a las ganancias, depreciación, amortización, ciertas partidas no monetarias tales como desvalorización y pase a pérdida por esfuerzos no exitosos, devengo de pagos en acciones, el resultado no realizado en los contratos de gestión de riesgo de commodities y otros eventos no recurrentes
EBITDA ajustado por boe	EBITDA ajustado dividido por el total de entregas de boe
Netback Operativo por boe	Ingresos netos, menos costos de producción (netos de cargos por depreciación y acumulación de opciones de compra de acciones y adjudicación de acciones) y gastos de venta, divididos por las entregas totales de boe. El netback operativo es equivalente al EBITDA ajustado, neto de los gastos en efectivo incluidos en los costos administrativos, geológicos y geofísicos y otros costos operativos
boe	Barriles de petróleo equivalente
Boepd	Barriles de petróleo equivalente por día
bopd	Barriles de petróleo por día
CEOP	Contrato Especial de Operación Petrolera
D&M	DeGolyer and MacNaughton
Costos de Descubrimiento y Desarrollo	Costos de descubrimiento y desarrollo, calculados como gastos de capital en 2016 divididos por la suma de las reservas netas aplicables antes de cambios en el Capital de Desarrollo Futuro
mboe	Miles de Barriles de petróleo equivalente
Mmbo	Millones de barriles de petróleo
Mmboe	Millones de barriles de petróleo equivalente
Mcfpd	Miles de pies cúbicos por día
Mmcfpd	Millones de pies cúbicos por día
Mm³/day	Miles de metros cúbicos por día
PRMS	Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (Petroleum Resources Management System)
SPE	Asociación de Ingenieros en Petróleo (Society of Petroleum Engineers)
WI	Participación en la explotación
NPV10	Valor actual de los ingresos futuros estimados de petróleo y gas, netos de gastos directos estimados, descontados a una tasa anual del 10%
Sqkm	kilómetros cuadrados

NOTA

Para mayor información sobre GeoPark, visitar la sección "Soporte al Inversor" del sitio web www.geopark.com.

Redondeo de cantidades y porcentajes: Algunas cantidades y porcentajes incluidos en este comunicado han sido redondeados para facilitar su presentación. Los porcentajes incluidos en el presente comunicado no se han calculado en todos los casos en base a dichas cifras redondeadas, sino sobre la base de las cantidades antes del redondeo. Por esta razón, algunos valores porcentuales en este comunicado de prensa pueden variar de los obtenidos al realizar los mismos cálculos utilizando las cifras de los estados financieros. Además, es posible que otras cantidades que aparecen en este comunicado no sumen debido al redondeo.

Este comunicado contiene algunos criterios de medición de petróleo y gas, incluyendo información por acción, netback operativo, índice de vida útil de reserva y otros, que no tienen significados estandarizados o métodos de cálculo estándar y por lo tanto dichos criterios pueden no ser comparables con mediciones similares usadas por otras compañías. Dichos criterios de medición se han incluido aquí para proporcionar cifras adicionales a los lectores para evaluar el desempeño de la Compañía. No obstante, estos no son indicadores confiables del desempeño futuro de la Compañía y puede ocurrir que el desempeño futuro no sea comparable al desempeño en períodos anteriores.

DECLARACIONES PREVENTIVAS RELACIONADAS CON LA INFORMACIÓN PROSPECTIVA

Este comunicado de prensa contiene declaraciones que constituyen información prospectiva. Muchas de las declaraciones prospectivas contenidas en este comunicado pueden ser identificadas por el uso de palabras tales como "anticipar", "creer", "poder", "tener la intención", "estimar" "tener expectativa", "debería", "planear", "y" potencial ", entre otras.

Las declaraciones prospectivas que aparecen en varios lugares de este comunicado de prensa incluyen, entre otras, declaraciones con respecto a la intención, creencia o expectativas actuales, con respecto a distintos asuntos, incluyendo el crecimiento y el rendimiento esperado, el netback operativo por boe y el plan de gastos de capital para la producción en 2017. Las declaraciones prospectivas se basan en las creencias y suposiciones de la administración 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 sucesos 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.

Las cifras de producción de petróleo y gas incluidas en este comunicado están declaradas antes del efecto de las regalías pagadas en especie, consumo y pérdidas. La producción anual por día se obtiene dividiendo la producción total por 365 días.

Información sobre reservas de petróleo y gas: La Comisión de Valores permite a las compañías de petróleo y gas, en sus presentaciones ante dicho organismo, presentar solamente las reservas probadas, probables y posibles que cumplan con las definiciones de la SEC para tales términos. GeoPark utiliza ciertos términos en este comunicado de prensa, como "Reservas PRMS", que las directrices de la SEC no permiten que GeoPark incluya en las presentaciones ante la SEC. Por lo tanto, la información contenida en los documentos presentados por la Compañía ante la SEC con respecto a las reservas difiere significativamente de la información brindada en este comunicado.

El NPV10 para las reservas PRPM 1P, 2P y 3P no es un sustituto de la medida estandarizada de los flujos netos de efectivo futuros descontados para las reservas probadas de la SEC.

Las estimaciones de las reservas proporcionadas en este comunicado son sólo estimaciones y no hay garantía de que las reservas estimadas sean recuperadas. Las reservas reales pueden resultar ser mayores o menores que las estimaciones aquí proporcionadas. Las declaraciones relativas a reservas son, por su naturaleza, declaraciones a futuro.

EBITDA ajustado: La Compañía define el EBITDA Ajustado como ganancia del ejercicio antes de deducir costo neto de financiamiento, impuesto a las ganancias, depreciación, amortización y ciertas partidas no monetarias tales como desvalorización y pase a pérdida de activos por exploración y evaluación no exitosa, acumulados por opciones de compra de acciones y adjudicación de acciones, resultados no realizados en los contratos de gestión de riesgo de commodities y otros eventos no recurrentes. El EBITDA ajustado no es una medida del beneficio ni de los flujos de efectivo tal como los determinan las NIIF (Normas Internacionales de Información Financiera). La Compañía considera que el EBITDA Ajustado es útil porque nos permite evaluar más eficazmente nuestro desempeño operativo y comparar los resultados de nuestras operaciones período a período sin tener en cuenta nuestros métodos de financiamiento o estructura de capital. La Compañía excluye las partidas mencionadas de la ganancia del período para llegar al EBITDA Ajustado porque estos montos pueden variar sustancialmente de una compañía a otra dentro de nuestra industria dependiendo de los métodos contables y valores contables de los activos, estructuras de capital y el método por el cual los activos fueron adquiridos. El EBITDA ajustado no debe considerarse como una alternativa o una cifra más significativa que la ganancia para el período o los flujos de efectivo de las actividades operativas según lo determinan las NIIF o como un indicador de nuestro desempeño operativo o liquidez. Algunas partidas que son excluidas del EBITDA Ajustado son componentes significativos para comprender y evaluar el desempeño financiero de una empresa, como el costo de capital y la estructura tributaria de la empresa y los pases a pérdida significativos y / o recurrentes, así como los costos históricos de los activos depreciables, y ninguno de ellos es considerado en el EBITDA Ajustado. Puede ocurrir que el cálculo de EBITDA Ajustado realizado por la Compañía no sea comparable a mediciones similares de otras compañías. Para conciliar el EBITDA Ajustado con la medición financiera según NIIF del resultado del ejercicio o período correspondiente, ver los cuadros financieros adjuntos.

El netback operativo por boe no debe considerarse una alternativa o una cifra más significativa que las ganancias para el período o los flujos de efectivo de las actividades operativas según se determina de acuerdo con las NIIF ni como un indicador de nuestro desempeño o liquidez operativa. Algunos conceptos excluidos del netback operativo por boe son componentes significativos para la comprensión y evaluación del desempeño financiero de la empresa, tales como el costo de capital y la estructura tributaria de la compañía y los pases a pérdida significativos y / o recurrentes, y los costos históricos de los activos depreciables, y ninguno de los ellos es tenido en cuenta en el Netback operativo por boe. Puede ocurrir que el cálculo de la Compañía del Netback operativo por boe no sea comparable a mediciones similares de otras compañías. Para conciliar el Netback operativo por boe con la medición financiera según NIIF del resultado del ejercicio o período correspondiente, ver las tablas financieras adjuntas.

¹ Este documento es una traducción libre de un documento original en inglés que se encuentran en la sección Press Room en nuestra página web. En caso de discrepancia y/u omisión de cierta información entre este documento y su original en inglés, prevalecerá el original en inglés. Sugerimos consultar la versión original en <http://www.geo-park.com/en/news/> para más información.