



PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEO PARK INFORMA RESULTADOS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2018

MAYOR PRODUCCIÓN DE PÉTROLEO Y GAS, MAYORES INGRESOS, MAYOR SUPERFICIE Y OBJETIVOS MÁS ALTOS PARA 2018

Londres, 7 de mayo de 2018. 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 informa hoy sus resultados financieros consolidados correspondientes al trimestre finalizado el 31 de marzo de 2018 (en adelante denominado "Primer Trimestre" o "1T2018").

Para analizar los resultados financieros del 1T2018 se realizará una conferencia telefónica el día 8 de mayo de 2018 a las 10 de la mañana (hora de verano del Este).

Todas las cifras se encuentran expresadas en dólares estadounidenses y las comparaciones de crecimiento se refieren al mismo período del año anterior, excepto cuando se especifique lo contrario. Las definiciones y la terminología utilizadas aquí se incluyen en el Glosario al final del documento. Este comunicado no contiene toda la información financiera de la Compañía. Como resultado de ello, la misma debería leerse conjuntamente con los estados financieros consolidados y sus respectivas notas para el período finalizado el 31 de marzo de 2018, disponible en el sitio web de la Compañía.

PUNTOS DESTACADOS DEL PRIMER TRIMESTRE 2018

Fuerte crecimiento en la producción de petróleo y gas

- La producción consolidada de petróleo y gas aumentó un 28% a 32.195 boepd (un 5% más comparado con el 4T2017).
- La producción de petróleo aumentó un 33% a 27.345 bopd (un 8% más comparado con el 4T2017).
- La producción de petróleo de Colombia aumentó un 37% alcanzando los 26.303 bopd (un 8% más comparado con el 4T2017).
- La producción de gas aumentó un 3% a 29,1 mmcfpd (un 9% menos comparado con el 4T2017).
- Producción actual de 35.000 boepd, incluyendo la producción de la nueva adquisición en Argentina.
- Tres plataformas de perforación en el bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%) y durante mayo perforación del pozo de exploración Tigui 1, testeo del pozo de exploración Chachalaca Sur 1 y perforación del pozo de exploración Yaguasito (operado por GeoPark, Área Tiple, con un 85% de participación).

Aumentos en los Ingresos, el EBITDA ajustado, el Cash Flow y la Ganancia Neta

- Los ingresos aumentaron un 86% a USD 123,9 millones.
- El EBITDA ajustado aumentó un 63% a USD 63,3 millones.
- El cash flow de las actividades de operación fue de USD 60,7 millones.
- La ganancia neta aumentó más de cuatro veces, llegando a USD 24,9 millones.

Capital y Eficiencias en Costos más sólidos

- Costos operativos de USD 7,2 por boe/ Colombia USD 5,4 por boe/ Llanos 34 USD 4,1 por boe.
- Tasa de 3,7 veces en netback operativo/ inversiones en bienes de capital.

Calificación Crediticia y Balance más consolidados.

- Cash disponible de USD 120,4 millones con posterioridad al pago de la adquisición en Argentina, pago de intereses e inversiones en bienes de capital del programa de trabajo.
- El ratio de deuda neta respecto al EBITDA ajustado disminuyó de 2,6 veces a 1,5 veces.
- El ratio de cobertura de interés aumentó a 7,2 veces de 3,4 veces.
- Segunda mejora en la calificación crediticia a B+ por parte de Fitch, luego de la anterior mejora de S&P.

Plataforma de Activos más sólida en América Latina

- Anuncio de alianza de adquisición estratégica en América Latina con ONGC de India, compañía de petróleo estatal de India.
- Cierre de adquisición de bajo costo, con producción de cash flow y potencial de desarrollo y exploración en la prolífera cuenca neuquina

Liquidez de Mercado más sólida

- Aumento en el promedio diario de volumen transado a aproximadamente USD 2,8 millones en los últimos tres meses y USD 4,7 millones por día en el último mes.

Programa de trabajo 2018 más sólido

- Incremento en el programa de trabajo 2018 a USD 140-150 millones, apuntando a un crecimiento de producción orgánico del 20-25%, en concordancia con el lineamiento de noviembre 2017 de precios del petróleo Brent por encima de USD 60/ bbl.
- Considerando la producción de la nueva adquisición en Argentina, se espera que la producción consolidada 2018 se incremente aún más a un promedio de 35.500- 36.500 boepd, representando aproximadamente un crecimiento en la producción del 25-30% y apuntando una producción de salida de 38.000-39.000 boepd.

James F. Park, Director Ejecutivo de GeoPark, dijo: "Nuestra compañía inicia el 2018 con crecimiento récord continuo en el primer trimestre, impulsado por un aumento en la producción de petróleo y gas, multiplicando la generación de cash y mostrando un sólido balance. Hemos incorporado nuevas y atractivas áreas y un nuevo socio de largo plazo muy estratégico. Con nuestro rendimiento incrementado y mejores precios del petróleo en el contexto general, GeoPark elevó sus objetivos 2018 con un programa de trabajo acelerado, que se financia con nuestro propio cash flow."

RENDIMIENTO OPERATIVO CONSOLIDADO

La siguiente tabla ilustra los indicadores de rendimiento clave para el 1T2018 en comparación con el 4T2017 y 1T2017:

Indicadores Clave	1T2018	4T2017	1T2017
Producción de petróleo ^a (bopd)	27.345	25.341	20.487
Producción de gas (mcfpd)	29.101	31.876	28.152
Producción neta promedio (boepd)	32.195	30.654	25.180
Precio de petróleo Brent (USD por bbl)	67,3	61,5	54,7
Precio combinado (USD por boe)	44,7	39,7	32,6
- Petróleo (USD por bbl)	48,6	43,0	34,3
- Gas (USD por mcf)	5,4	5,2	5,2
Venta de petróleo crudo (USD millones)	111,0	92,2	54,5
Venta de gas (USD millones)	12,8	14,1	12,2
Ingresos (USD millones)	123,9	106,3	66,7
Contratos de Gestión de Riesgo de Commodities (USD millones)	-3,9	-18,4	5,4
Costos operativos y de producción ^b (USD millones)	-34,1	-30,5	-17,6
G&G, G&A ^c y gastos de venta (USD millones)	-15,2	-14,8	-10,2
EBITDA Ajustado (USD millones)	63,3	55,2	38,8
EBITDA Ajustado (USD por boe)	22,9	20,6	19,0
Netback operativo (USD por boe)	28,5	26,1	24,0
Ganancia (pérdida) (USD millones)	24,9	-3,4	5,8
Inversiones en bienes de capital - CapEx (USD millones)	21,4	25,3	23,5
Adquisición de Argentina (USD millones)	36,4	15,6	-

Efectivo y equivalentes de efectivo (USD millones)	120,4	134,8	70,3
Deuda financiera a corto plazo (USD millones)	0,8	7,7	32,2
Deuda financiera a largo plazo (USD millones)	418,7	418,5	309,5
Deuda neta (USD millones)	299,1	291,4	271,4
a)	Incluye las regalías gubernamentales pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 930, 881 y 608 bopd del 1T2018, 4T2017 y 1T2017, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Chile ni en Brasil.		
b)	Los costos de producción y operativos incluyen los costos operativos y regalías pagadas en efectivo.		
c)	Los gastos G&A incluyen USD 0,6, USD 0,7 y USD 0,8 millones para el 1T2018, 4T2017 y 1T2017, respectivamente, de pagos basados en acciones (no en efectivo) que se excluyen del cálculo del EBITDA Ajustado.		

Producción: la producción de petróleo en Colombia contribuyó de manera significativa a la producción total de petróleo y gas que creció un 28% a un récord de 32.195 boepd en el 1T2018 de 25.180 boepd en el 1T2017. Una nueva producción de la exitosa perforación de desarrollo y avanzada en Tigana Norte y la parte sur de Jacana ha contribuido mayormente al incremento. Sobre una base consolidada, la producción de gas aumentó un 3% en comparación con el 1T2017.

Para más detalles, consultar la Actualización de Operaciones del 1T2018 publicado el 11 de abril de 2018.

Referencia y precios de petróleo obtenidos: el precio del crudo Brent promedió USD 67,3 por bbl durante el 1T2018, y el precio consolidado obtenido de las ventas de petróleo alcanzó un promedio de USD 48,6 por bbl en el 1T2018, lo que representa un aumento del 13% de USD 43,0 por bbl en el 4T2017 y un aumento del 41% frente a los USD 34,3 por bbl en el 1T2017. Las diferencias entre los precios de referencia y los obtenidos son el resultado de descuentos comerciales y de transporte, así como el diferencial de precios de Vasconia en Colombia, que promediaron USD 4,1 por bbl en el 1T2018, USD 4,0 por bbl en el 4T2017 y USD 5,2 por bbl en el 1T2017. Los descuentos comerciales y de transporte en Colombia promediaron USD 15,0 por bbl en el 1T2018, USD 14,9 por bbl en el 4T2017 y USD 15,2 por bbl en el 1T2017.

La compañía trabaja continuamente para mejorar los precios de petróleo obtenidos, incluyendo la negociación de las condiciones existentes con off-takers. En Colombia, la construcción de una línea de flujo e instalaciones relativas en el bloque Llanos 34 ya se encuentra en marcha y se espera que continúen mejorando los descuentos actuales comerciales y de transporte.

La tabla a continuación presenta un desglose de referencia y precios netos de petróleo obtenidos en Colombia y Chile durante el 1T2018:

1T2018- Precio obtenido de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile
Precio de petróleo Brent	67,3	67,3
Diferencial Vasconia	(4,1)	(9,8)
Descuentos comerciales y de transporte	(15,0)	-
Precio obtenido de petróleo	48,2	57,5
Peso en mix de ventas de petróleo	97%	3%

Ingresos: los ingresos consolidados aumentaron un 86% a USD 123,9 millones en el 1T2018 comparado con USD 66,7 millones en el 1T2017. El incremento se produjo como consecuencia de la combinación de precios obtenidos más altos y mayores ventas.

Venta de petróleo crudo: los ingresos consolidados del petróleo aumentaron un 104% a USD 111,0 millones en el 1T2018, impulsados principalmente por un aumento del 41% en los precios del petróleo obtenidos y un 43% en ventas de petróleo (comparado con 1T2017). Los ingresos de petróleo representaron el 90% de los ingresos totales, en comparación con el 82% del 1T2017.

- Colombia: en el 1T2018, los ingresos por petróleo aumentaron un 96% a USD 106,5 millones debido a los mayores precios obtenidos y al aumento de las ventas. Los precios del petróleo obtenidos se incrementaron un 41% a USD 48,2 por bbl, en línea con los mayores precios del Brent y, en inferior medida, a un menor descuento del Vasconia. Las ventas de petróleo aumentaron un 39% a 25.523 bopd.

Los pagos earn-out de Colombia (deducidos de los ingresos por petróleo de ese país) aumentaron a USD 4,3 millones en el 1T2018, comparado con USD 2,4 millones en el 1T2017, en línea con mayores ingresos por petróleo y el aumento de la producción.

- Chile: en el 1T2018, los ingresos por petróleo ascendieron a USD 4,2 millones, como resultado de USD 57,5 por bbl de precios obtenidos y ventas de petróleo de 820 bopd. En el 1T2017, no se registraron ingresos por petróleo debido a negociaciones con ENAP. Como resultado, la producción de petróleo en Chile fue registrada como inventario al 31 de marzo de 2017, y luego fue entregada a ENAP en mayo de 2017.

Venta de gas: los ingresos consolidados por gas aumentaron un 5% a USD 12,8 millones en el 1T2018, comparado con los USD 12,2 millones del 1T2017, debido a un 3% de incremento en los precios de gas y un 2% de incremento de las ventas de gas.

- Chile: en el 1T2018, los ingresos por gas permanecieron estables a USD 4,8 millones, reflejando mayores precios de gas, compensado por menores ventas de gas. Los precios del gas aumentaron un 15% a USD 5,1 por mcf (USD 30,6 por boe) en el 1T2018 debido al incremento de precios del metanol. Las ventas de gas descendieron un 14% a 10.437 mcfpd (1.740 boepd).
- Brasil: en el 1T2018, los ingresos por gas aumentaron un 7% a USD 7,7 millones debido a mayores ventas de gas ya que éste tenía menores precios. Las ventas de gas aumentaron un 11% a 15.100 mcfpd (2,517 boepd), debido a una recuperación en la demanda industrial en el noreste del país. Los precios de gas disminuyeron un 4% a USD 5,7 por mcf (USD 33,9 por boe) en línea con una devaluación del 4% de la moneda local.

Contratos de Gestión de Riesgo de Commodities GeoPark recurre a contratos de cobertura para reducir su exposición a la volatilidad en el precio del petróleo y proteger el escenario base del programa de trabajo.

Para el período finalizado el 31 de marzo de 2018, GeoPark obtuvo USD 10,6 millones en ingresos netos más bajos derivados de determinados contratos de cobertura vigentes, con un piso de USD 50-53/bbl y un techo de USD 55-65/bbl Brent. De acuerdo con nuestras normativas contables, estos ingresos reducidos se ajustan por el cambio en el valor de los contratos a futuro y registran como pérdida de USD 3,9 millones.

Para más detalles relativos a los contratos actuales, por favor remitirse a los Contratos de Gestión de Riesgo de Commodities a continuación o la Nota 4 de los estados financieros consolidados de GeoPark para el período finalizado el 31 de marzo de 2018, disponible en la página web de la compañía.

Costos Operativos y de Producción¹: los costos operativos consolidados por barril fueron de USD 7,2 en el 1T2018, menores a USD 7,3 por bbl en el 4T2017 y mayores a USD 6,2 por bbl en el 1T2017. Los costos operativos en el 1T2017 fueron de aproximadamente USD 1 menores que lo normal debido a que la producción de petróleo en Chile fue registrada como inventario mientras se concluían las negociaciones con ENAP.

Los costos operativos consolidados aumentaron USD 7,2 millones a USD 19,9 millones en el 1T2018, comparado con el 1T2017, reflejando un incremento en volúmenes de ventas en Colombia y la re-apertura de yacimientos de petróleo maduros con costos operativos más altos.

La siguiente tabla muestra los costos de producción por país:

- Colombia: los costos operativos por barril aumentaron un 12% a USD 5,4 por boe en el 1T2018 comparado con USD 4,8 por boe en el 1T2017. El incremento se debió a los costos marginales derivados de la re-apertura de los yacimientos de petróleo maduros que tienen costos operativos más altos por barril comparado con el resto del bloque Llanos 34 (de aproximadamente USD 4,1 por boe). Esto último, junto con un incremento del 39% en volúmenes vendidos, elevaron los costos operativos globales por USD 4,5 millones a USD 12,4 millones en el 1T2018 comparado con USD 7,9 millones en el 1T2017. Sin embargo, en relación con el 4T2017, los costos operativos por boe decrecieron un 13%.

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

- Chile: los costos operativos aumentaron USD 2,7 millones a USD 5,4 millones en el 1T2018 de USD 2,6 millones en el 1T2017. El incremento en los costos operativos en el 1T2018 fueron el resultado de mayores volúmenes de ventas y mayor proporción de petróleo en el mix de ventas. comparado con el 1T2017, los costos operativos aumentaron un 2% o USD 0,2 millones de USD 5,2 millones en el 4T2017. Los costos operativos por boe fueron de USD 23,3
- Brasil: los costos operativos disminuyeron un 26% a USD 1,6 millones en el 1T2018 de USD 2,2 millones en el 1T2017, debido a la recuperación de costos de mantenimiento por única vez en Manati que impactó de manera negativa en las cifras del 1T2017. Los costos operativos por boe disminuyeron a USD 7,0 por boe de USD 10,5 en el 1T2017.

Las regalías consolidadas aumentaron USD 9,4 millones a USD 14,1 millones en el 1T2018, debido principalmente a la combinación de incremento de volúmenes, precios obtenidos y la regalía de "alto precio" en el yacimiento Jacana cuando la producción superó la marca de 5 millones de barriles en el segundo trimestre de 2017.

Gastos de venta: Gastos de comercialización: los gastos de comercialización consolidados disminuyeron a USD 0,3 millones en el 1T2018 comparado con USD 0,4 millones en el 1T2017.

Gastos administrativos, geológicos y geofísicos: Los gastos consolidados de G&A y G&G aumentaron a USD 14,8 millones en el 1T2018 comparado con USD 9,7 millones en el 1T2017, debido a un aumento en la escala de las operaciones y la continua inversión en el capital humano. Los costos consolidados de G&A y G&G por boe aumentaron USD 5,6 por boe en el 1T2018 (en comparación con USD 5,0 por boe en el 1T2017). Los costos adicionales de G&A y G&G por boe permanecieron estables comparado con USD 5,5 por boe en el 4T2017.

EBITDA Ajustado: el EBITDA ajustado² creció fuertemente un 63% a USD 63,3 millones o USD 22,9 por boe en el 1T2018 comparado con USD 38,8 millones o USD 19,0 por boe en el 1T2017, impulsado principalmente por la combinación del aumento en los niveles de producción y mayores precios obtenidos de petróleo y gas.

- Colombia: EBITDA Ajustado de USD 61,9 millones en el 1T2018
- Chile: EBITDA Ajustado de USD 1,7 millones en el 1T2018
- Brasil: EBITDA Ajustado de USD 5,0 millones en el 1T2018
- Corporativo, Argentina y Perú: EBITDA Ajustado de -USD 5,2 millones (negativo) en el 1T2018

La siguiente tabla muestra la producción, los volúmenes vendidos y el desglose de los componentes más significativos del EBITDA Ajustado para el 1T2018 y el 1T2017, sobre una base por país y por barril:

EBITDA Ajustado/boe	Colombia		Chile		Brasil		Total	
	1T18	1T17	1T18	1T17	1T18	1T17	1T18	1T17
Producción (boepd)	26.405	19.330	2.873	3.351	2.775	2.499	32.195	25.180
Variación de stock /RIK ^a	(783)	(955)	(313)	(1.314)	(217)	(204)	(1.411)	(2.473)
Volumen de ventas (boepd)	25.622	18.375	2.560	2.037	2.558	2.295	30.784	22.707
% Petróleo	99,6%	100%	32%	0%	2%	2%	86%	81%
(USD por boe)								
Precio obtenido de petróleo	48,2	34,3	57,5	-	74,6	59,5	48,6	34,3
Precio obtenido de gas ^b	34,6	-	30,6	26,5	33,9	35,4	32,5	31,6
Earn-out	(2,0)	(1,4)	-	-	-	-	(1,6)	(1,1)
Precio combinado	46,3	32,9	39,2	26,5	34,5	35,8	44,7	32,6
Contratos de Gestión de Riesgo de commodities obtenidos	(4,6)	0,1	-	-	-	-	(3,8)	0,1
Costos operativos	(5,4)	(4,8)	(23,3)	(14,3)	(7,0)	(10,5)	(7,2)	(6,2)

² Ver "Conciliación del EBITDA ajustado a ganancia (pérdida) antes del impuesto a las ganancias y EBITDA ajustado por boe" incluido en este comunicado de prensa.

Regalías en efectivo	(5,6)	(2,4)	(1,6)	(0,8)	(3,1)	(3,1)	(5,1)	(2,3)
Gastos de comercialización y otros	(0,1)	0,1	(0,6)	(1,1)	-	-	(0,1)	(0,1)
Netback operativo/boe	30,7	25,8	13,8	10,4	24,4	22,2	28,5	24,0
G&A, G&G							(5,6)	(5,0)
EBITDA Ajustado/boe							22,9	19,0

- a) RIK (Regalías en Especie). Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 930 y 608 bopd del 1T2018 y 1T2017, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Chile ni en Brasil.
- b) Tasa de conversión de USD mcf/USD boe=1/6.

Depreciación: Depreciación: los gastos de depreciación consolidada aumentaron un 25% a USD19,7 millones en el 1T2018, comparado con los USD 15,7 millones del 1T2017, principalmente motivado por mayores volúmenes vendidos. Por barril, sin embargo, los costos por depreciación disminuyeron un 8% a USD 7,1 por boe debido a los éxitos de perforación y aumento de reservas.

Bajas por resultados no exitosos de exploración: la baja consolidada por resultados no exitosos de exploración fue de USD1,8 millón en el 1T2018. Los montos registrados en el 1T2018 corresponden principalmente a esfuerzos no exitosos de exploración en la cuenca Potiguar en Brasil.

Otros ingresos (Gastos): los otros gastos operativos aumentaron a una ganancia de USD 0,8 millones en el 1T2018 comparado con USD 0,5 millones de pérdida en el 1T2017.

RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y GANANCIAS DEL PERÍODO

Gastos Financieros: los costos financieros netos disminuyeron a USD 8,5 millones en el 1T2018, comparado con USD 9,2 millones en el 1T2017, principalmente por menores cargos bancarios y costos de interés.

Cambio de divisas: los cargos netos por cambio de divisas ascendieron a USD 1,7 millones de pérdida en el 1T2018, comparado con USD 2,9 millones de ganancia en el 1T2017, debido a la devaluación del real brasileño y el impacto sobre la deuda neta inter-compañía expresada en dólares estadounidenses. Además, el peso colombiano subió un 5% impactando el pasivo en divisa local neta.

Impuesto a las ganancias: los gastos por impuesto a las ganancias fueron de USD 15,0 millones en el 1T2018 comparado con USD 16,0 millones en el 1T2017.

Ingreso neto: el ingreso neto aumentó 4,3 veces a USD 24,9 millones en el 1T2018, en comparación con USD 5,8 millones en el 1T2017.

BALANCE:

Efectivo y equivalentes de efectivo: efectivo y equivalentes de efectivo totalizaron USD 120,4 millones al 31 de marzo de 2018. El efectivo y los equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio 2017 fueron de USD 134,8 millones. La diferencia refleja efectivo utilizado en actividades de inversión de USD 57,8 millones, efectivo utilizado en la financiación de actividades de USD 17,2 millones y efectivo generado de actividades operativas de USD 60,7 millones.

El efectivo utilizado en actividades de inversión de USD 57,8 millones incluye gastos por bienes de capital relativos a actividades de desarrollo, avanzada y exploración por USD 21,4 millones, asignados predominantemente a Colombia y USD 36,4 millones relativos a los pagos pendientes derivados de la adquisición de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet en la cuenca neuquina en Argentina.

El efectivo utilizado en actividades de financiación de USD 17,2 millones fue integrado por USD 13,8 millones en pago de intereses y USD 3,4 millones en distribución de dividendos a la participación no-controladora, LGI.

El acuerdo con LGI en Colombia permite a GeoPark ganar back up de hasta 12% en la participación social en la subsidiaria colombiana según el resultado del proyecto. GeoPark prevé pagar un dividendo adicional de USD 4-5 millones a LGI, lo que le permitiría a la Compañía ganar un 4% inicial, después del cual la participación no controladora LGI en Colombia se reduciría de 20% inicial a un 16%.

Deuda financiera Deuda financiera: la deuda financiera total (neto de costos de emisión) fue de USD 419,5 millones, incluyendo el Bono 2024 de USD 425 millones ("Bono 2024") emitido en septiembre 2017. La deuda a corto plazo fue de USD 0,8 millones.

INDICADORES FINANCIEROS^a

(USD millones)

Al finalizar el período	Deuda financiera	Efectivo y equivalentes de efectivo	Deuda Neta	Deuda Neta / LTM [últimos 12 meses] ajust. EBITDA ^b	Interés últimos 12 meses Cobertura ^c
1T2017	341,7	70,3	271,4	2.6 veces	3.4 veces
2T2017	346,3	77,0	269,3	2.2 veces	4.1 veces
3T2017	420,4	135,2	285,2	1.9 veces	5.3 veces
4T2017	426,2	134,8	291,4	1.7 veces	6.3 veces
1T2018	419,5	120,4	299,1	1.5 veces	7.2 veces

a) En base a los resultados financieros de los últimos doce meses

b) LTM ajust. El EBITDA ajustado de los últimos 12 meses al 31 de marzo de 2018 fue de USD 200,3 millones.

c) Al 31 de marzo de 2018, los gastos de interés de los últimos 12 meses fueron de USD 27,6 millones.

Cláusula sobre Bono 2024: el contrato que regula el Bono 2024 incluye cláusulas que requieren que la deuda neta al índice de EBITDA ajustado sea menor que 3,5 veces y que el EBITDA ajustado al índice de interés sea mayor a 2 veces hasta septiembre de 2019. El incumplimiento de estas cláusulas no implicaría el default. A la fecha de este comunicado, la Compañía se encuentra en cumplimiento con todas las disposiciones y cláusulas.

Contratos de Gestión de Riesgo de Commodities relativos al petróleo

La Compañía cuenta con los siguientes contratos de gestión de riesgo de commodities (referencia ICE Brent) vigentes a la fecha de esta publicación:

Período	Tipo	Volumen (bopd)	Términos de contrato (USD por bbl)		
			Purchased Put	Sold Put	Sold Call
2T2018	Zero cost collar	5.000	52,0	-	58,3-60,0
	Zero cost 3-way	3.000	52,0	42,0	59,5-59,6
	Zero cost 3-way	2.000	53,0	43,0	64,6
	Zero cost 3-way	4.000	55,0	45,0	77,2-77,5
		Total: 14.000			
3T2018	Zero cost 3-way	5.000	53.0	43.0	69,0
	Zero cost 3-way	4.000	55.0	45.0	77,2-77,5
		Total: 9.000			
4T2018	Zero cost 3-way	4.000	55,0	45,0	77,2-77,5
		Total: 4.000			

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 4 de los estados financieros consolidados de GeoPark para el período finalizado el 31 de marzo de 2018, disponible en la página web de la compañía.

**INFORMACIÓN SELECCIONADA SEGÚN SEGMENTO DE NEGOCIO
(SIN AUDITAR)**

Colombia	1T2018	1T2017
Venta de petróleo crudo (USD millones)	106,5	54,3
Venta de gas (USD millones)	0,3	0,2
Ingresos (USD millones)	106,8	54,4
Costos operativos y de producción ^a (USD millones)	-25,4	-11,9
EBITDA Ajustado (USD millones)	61,9	38,1
Inversiones en bienes de capital ^b (USD millones)	17,9	19,2

Chile	1T2018	1T2017
Venta de petróleo crudo (USD millones)	4,2	0,0
Venta de gas (USD millones)	4,8	4,8
Ingresos (USD millones)	9,0	4,8
Costos operativos y de producción ^a (USD millones)	-5,8	-2,8
EBITDA Ajustado (USD millones)	1,7	0,3
Inversiones en bienes de capital ^b (USD millones)	0,0	1,5

Brasil	1T2018	1T2017
Venta de petróleo crudo (USD millones)	0,3	0,2
Venta de gas (USD millones)	7,7	7,2
Ingresos (USD millones)	8,0	7,4
Costos operativos y de producción ^a (USD millones)	-2,3	-2,8
EBITDA Ajustado (USD millones)	5,0	3,8
Inversiones en bienes de capital ^b (USD millones)	1,3	2,1

- a) Costos Operativos y de Producción= Costos Operativos más Regalías.
b) La diferencia con la cifra informada en la tabla de Indicadores Clave corresponde principalmente a los gastos de capital en Argentina y Perú.

**ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO
(SIN AUDITAR)**

(En millones de USD)

	1T2018	1T2017
INGRESOS		
Venta de petróleo crudo:	111,0	54,5
Venta de gas:	12,8	12,2
INGRESO TOTAL	123,9	66,7
Contratos de Gestión de Riesgo de Commodities	-3,9	5,4
Costos operativos y de producción:	-34,1	-17,6
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	-2,2	-1,2
Gastos administrativos (G&A)	-12,6	-8,5
Gastos de venta:	-0,4	-0,4
Depreciación:	-19,7	-15,7
Bajas por resultados no exitosos	-1,8	-
Otros operativos	0,8	-0,5
GANANCIA / (PÉRDIDA) OPERATIVA	50,0	28,1
Costos financieros, neto	-8,5	-9,2
Resultados por Cambio de Divisas	-1,7	2,9
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	39,8	21,8
Impuesto a las ganancias:	-15,0	-16,0
RESULTADOS PARA EL PERÍODO	24,9	5,8
Participación-no controladora	6,4	2,2
Atribuible a propietarios de GeoPark	18,4	3,6

ESTADO DE POSICIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO RESUMIDO

(En millones de USD)	Mar 2018	Dic 2017
	(Sin auditar)	(Auditado)
Activos no corrientes		
Bienes de uso	570,4	517,4
Otros activos no corrientes	57,3	53,8
Total activos no corrientes	627,8	571,2
Activos corrientes		
Inventarios	9,7	5,7
Créditos comerciales	14,5	19,5
Otros activos corrientes	47,6	54,9
Efectivo en bancos y en caja	120,4	134,8
Total del activo corriente	192,2	215,0
Total activo	820,0	786,2
Patrimonio neto		
Atribuible a propietarios de GeoPark	104,0	84,9
Participación no controladora	45,0	41,9
Total de patrimonio neto	149,0	126,8
Pasivos no corrientes		
Endeudamientos	418,7	418,5
Otros pasivos no corrientes	78,8	74,5
Total activos no corrientes	497,5	493,0
Pasivo corriente		
Endeudamientos	0,8	7,7
Otros pasivos corrientes	172,7	158,6
Total activos corrientes	173,5	166,3
Total pasivo	671,0	659,3
Total pasivo y patrimonio	820,0	786,2

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO RESUMIDO (SIN AUDITAR)

(En millones de USD)	1T2018	1T2017
Flujo de efectivo generado por actividades operativas	60,7	45,2
Flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión	-57,8	-23,5
Flujo de efectivo utilizado en actividades de financiación	-17,2	-23,8

CONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO A LOS RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS (SIN AUDITAR)

1T2018 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	61,9	1,7	5,0	-5,2	63,3
Depreciación:	-11,0	-5,8	-2,8	-0,1	-19,7
Contratos de Gestión de Riesgo de Commodities no obtenidos	6,7	-	-	-	6,7
Bajas por resultados no exitosos de exploración:	-	-	-1,8	-	-1,8
Pagos basados en acciones y otros	1,0	-	-0,1	0,6	1,5
RESULTADOS OPERATIVOS	58,6	-4,1	0,3	-4,7	50,0
Costos financieros, neto					-8,5
Cargos por cambio de divisas, neto					-1,7
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS					39,8

1T2018 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	38,1	0,3	3,8	-3,3	38,8
Depreciación:	-8,6	-4,7	-2,3	-0,1	-15,7
Contratos de Gestión de Riesgo de Commodities no obtenidos	5,2	-	-	-	5,2
Bajas por resultados no exitosos de exploración:	-	-	-	-	-
Pagos basados en acciones y otros	1,2	-0,1	-0,5	-0,8	-0,2
RESULTADOS OPERATIVOS	35,9	-4,5	1,0	-4,2	28,1
Costos financieros, neto					-9,2
Cargos por cambio de divisas, neto					2,9
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS					21,8

^(a) Incluye Argentina, Perú y Corporativo.

INFORMACIÓN SOBRE LA TELECONFERENCIA

GeoPark realizará su teleconferencia sobre resultados financieros del primer trimestre de 2018 y su transmisión por Internet (webcast) el martes, 8 de mayo de 2018, a las 10:00 de la mañana, hora de verano del este.

El Director Ejecutivo (CEO), James F. Park, el Gerente Financiero (CFO), Andrés Ocampo, el Director Ejecutivo de Operaciones, Augusto Zubillaga y la Directora de Valor para el Accionista, Stacy Steimel comentarán los resultados financieros de GeoPark para el 1T2018, con una sesión de preguntas y respuestas inmediatamente después.

Los interesados pueden participar en la conferencia telefónica llamando a los números que figuran a continuación:

Participantes de Estados Unidos: 866-547-1509
Participantes Internacionales: +1 920-663-6208
Código de entrada: 9397328

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 el webcast.

Después de concluir la llamada en vivo, se subirá un archivo de la reproducción del webcast en la sección "Investor Support" (Apoyo al Inversor) 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: +56 (2) 2242-9600

MEDIOS:

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

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

Se puede visitar la página de GeoPark en www.geo-park.com

GLOSARIO

EBITDA Ajustado	EBITDA Ajustado: la Compañía define el EBITDA Ajustado como las ganancias para el ejercicio antes del costo financiero neto, impuesto a las ganancias, depreciación, amortización, ciertos rubros no monetarios, como las desvalorizaciones y bajas de activos por esfuerzos no exitosos, devengamiento de pagos basados en acciones, resultados no realizados en contratos de gestión de riesgo de commodities y otros eventos no recurrentes.
EBITDA Ajustado por boe	EBITDA ajustado dividido por el total de los volúmenes de ventas de boe.
Netback operativo por boe	Ingresos menos costos operativos y de producción (neto de cargos por depreciación y devengamiento de opciones de compra de acciones y adjudicaciones de acciones) y gastos de venta, divididos por los volúmenes totales de ventas de boe. El netback operativo es equivalente al EBITDA ajustado neto de gastos de efectivo incluido en los Gastos Operativos, Administrativos, Geológicos y Geofísicos y otros gastos operativos.
Bbl	Barril
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 F&D	Los costos de investigación y desarrollo, calculados como gastos de capital divididos por las adiciones de reservas netas aplicables antes de los cambios en el Capital de Desarrollo Futuro
Últimos doce meses	Últimos doce meses
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/día	Miles de metros cúbicos por día
PRMS	Petroleum Resources Management System (Sistema de Gestión de Recursos de Petróleo)
SPE	Society of Petroleum Engineers (Sociedad de Ingenieros en Petróleo)
WI	"working interest" o participación en la explotación

NPV10

Valor presente de ingresos futuros estimados de petróleo y gas, neto de gastos directos estimados, descontado en una tasa anual del 10%.

Sqkm

Kilómetros cuadrados

AVISO

Para mayor información sobre GeoPark, visitar la sección "Apoyo al Inversor" del sitio web www.geo-park.com.

Redondeo de montos 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 de prensa contiene ciertas métricas 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, tales medidas pueden no ser comparables con medidas similares usadas por otras compañías. Tales métricas se han incluido aquí para proporcionar a los lectores medidas adicionales para evaluar el desempeño de la Compañía; sin embargo, estas medidas no son indicadores confiables del desempeño futuro de la Compañía y el desempeño futuro no se puede comparar con el desempeño en períodos anteriores.

DECLARACIONES PREVENTIVAS RELACIONADAS CON 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 términos tales como "anticipar", "creer", "podría", "esperar", "debería", "planear", "tener la intención", "estimar" 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 esperado de la producción para el año 2018 y rendimiento, netback operativo por boe y el plan de gastos de capital. 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 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.

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 SEC permite a las compañías de petróleo y gas, en sus presentaciones ante la SEC, revelar sólo 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. Como resultado, la información en los documentos presentados por la Compañía a la SEC con respecto a las reservas difiere significativamente de la información contenida en este comunicado de prensa. El VNP10 para las reservas de 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 reservas proporcionadas en este comunicado son sólo estimaciones y no hay garantía de que las reservas estimadas se recuperarán. Las reservas reales pueden resultar ser mayores o menores que las estimaciones aquí proporcionadas. Las declaraciones relativas a reservas son, por su naturaleza, declaraciones prospectivas.

EBITDA Ajustado: EBITDA Ajustado: la Compañía define el EBITDA Ajustado como las ganancias para el ejercicio antes del costo financiero neto, impuesto a las ganancias, depreciación, amortización, ciertos rubros

no monetarios, como las desvalorizaciones y bajas de activos por esfuerzos no exitosos, devengamiento de pagos basados en acciones, resultados no realizados en 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 según lo determinado por las NIIF. La Compañía considera que el EBITDA Ajustado es útil porque nos permite evaluar más efectivamente nuestro desempeño operativo y comparar los resultados de nuestras operaciones de período a período sin tener en cuenta nuestros métodos de financiamiento o estructura de capital. La Compañía excluye los ítems enumerados arriba de los beneficios 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 más significativo que el beneficio para el período o los flujos de efectivo de las actividades operativas según lo determinado de acuerdo con las NIIF o como un indicador de nuestro desempeño operativo o liquidez. Ciertos elementos excluidos 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 una empresa y las cancelaciones significativas y/o recurrentes, así como los costos históricos de los activos depreciables, ninguno de los cuales son componentes del EBITDA Ajustado. El cálculo de EBITDA Ajustado de la Compañía puede no ser comparable a otras medidas similares de otras compañías. Para una conciliación del EBITDA Ajustado con la medida financiera de las NIIF del resultado del ejercicio o período correspondiente, ver los cuadros financieros adjuntos.

El netback operativo por boe no debe considerarse como una alternativa o más significativo que el beneficio para el período o los flujos de efectivo de las actividades operativas según lo determinado de acuerdo con las NIIF o como un indicador de nuestro desempeño operativo o liquidez. Ciertos elementos excluidos del netback operativo por boe son componentes significativos para comprender y evaluar el desempeño financiero de una empresa, como el costo de capital y la estructura tributaria de una empresa y las cancelaciones significativas y/o recurrentes, así como los costos históricos de los activos depreciables, ninguno de los cuales son componentes del netback operativo por boe. El cálculo del netback operativo por boe de la Compañía puede no ser comparable a otras medidas similares de otras compañías. Para una conciliación del netback operativo por boe con la medida financiera de las NIIF del resultado del ejercicio o período correspondiente, ver los cuadros financieros adjuntos.