



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK INFORMA LOS RESULTADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2018

RESULTADOS OPERACIONALES Y DE SUBSUELO IMPULSAN EL RENDIMIENTO FINANCIERO: MAYOR PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS, EBITDA RECORD, MEJORA EN LA EFICIENCIA DE COSTOS Y BALANCE MÁS SÓLIDO.

Bogotá, Colombia, 8 de agosto 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 30 de junio de 2018 (en adelante denominado "Segundo Trimestre" o "2T2018").

Para analizar los resultados financieros del 2T2018 se realizará una conferencia telefónica el día jueves 9 de agosto 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. Por ello, este comunicado debería leerse junto a los estados financieros consolidados y sus respectivas notas para el período finalizado el 30 de junio de 2018, disponible en el sitio web de la Compañía.

PUNTOS DESTACADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE 2018

Producción de petróleo y gas récord

- La producción consolidada de petróleo y gas aumentó un 37% a 35.870 boepd (un 11% más comparado con el 1T2018).
- La producción de petróleo aumentó un 38% a 30.249 bopd (un 11% más comparado con el 1T2018).
- La producción de Colombia aumentó un 33% a 27.940 boepd (un 6% más comparado con el 1T2018).
- La producción de gas aumentó un 34% a 33,7 mmcfpd (un 16% más comparado con el 1T2018).
- Actualmente GeoPark opera cinco equipos de perforación (tres en Colombia, uno en Argentina y uno en Chile)

Aumento de la Generación de Cash

- Los ingresos aumentaron más del doble llegando a USD 159,3 millones.
- El EBITDA ajustado aumentó un 125% a USD 83,3 millones, un nuevo récord.
- La ganancia operativa aumentó más del triple llegando a USD 52,0 millones.
- La ganancia neta aumentó a USD 5,5 millones de ganancia desde una pérdida de USD 1,1 millones.

Continuación de Ventajas en Costos

- Costos operativos en el bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%) de USD 3,9 por barril.
- Costos operativos consolidados de USD 8,5 por boe y Colombia USD 5,9 por boe.

Balance más sólido

- La razón deuda neta respecto a EBITDA ajustado mejoró a 1,3 veces de 2,2 veces.
- Posición de caja de USD 105,2 millones

Mejora en la Liquidez de Mercado

- El volumen promedio de acciones diariamente transadas se elevó a USD 8,7 millones en junio, USD 6,5 millones en los últimos tres meses.

Reconocimiento a la Comunidad

- GeoPark y su equipo de Colombia, fue reconocido por la ANH con el premio "Buen Vecino" por sus excelentes prácticas sociales en Colombia. Un panel conformado por las Naciones Unidas, el Ministerio de Minas y Energía y la ANH seleccionó a GeoPark de entre 107 iniciativas diferentes.

James F. Park, Director Ejecutivo de GeoPark, dijo: "Estamos en la mitad del año y nuestro rendimiento- mejor de lo esperado- nuevamente está impulsando una aceleración y expansión de nuestro programa de trabajo original. Esto significa que podemos invertir más en la segunda mitad del año para producir más petróleo y gas, tener más ganancias y construir una mejor compañía para nuestros accionistas."

Todo el trabajo que GeoPark ha realizado en los últimos quince años para construir la plataforma más fuerte en Latinoamérica continúa dando resultados. Nuestras profundas bases hacen que sigamos creciendo, en momentos difíciles y ahora con precios más fuertes, lo que nos da un viento a favor. Y todo comienza con nuestro comprometido equipo que sabe cómo encontrar petróleo y extraerlo para poder comercializarlo de manera segura y redituable. El mismo equipo que descubrió y opera los yacimientos de petróleo Tigana-Jacana en Colombia, uno de los *plays* onshore más atractivos en Latinoamérica hoy."

RENDIMIENTO OPERATIVO CONSOLIDADO

Indicadores de rendimiento clave:

Indicadores Clave	2T2018	1T2018	2T2017	1S2018	1S2017
Producción de petróleo ^a (bopd)	30.249	27.345	21.930	28.805	21.213
Producción de gas (mcfpd)	33.726	29.101	25.158	31.428	26.646
Producción neta promedio (boepd)	35.870	32.195	26.123	34.043	25.654
Precio de petróleo Brent (USD por bbl)	74,9	67,3	51,0	71,1	52,8
Precio combinado (USD por boe)	51,7	44,7	32,2	48,4	32,4
- Petróleo (USD por bbl)	57,2	48,6	33,4	53,1	33,8
- Gas (USD por mcf)	5,1	5,4	5,5	5,3	5,3
Venta de petróleo crudo (USD millones)	145,7	111,0	64,1	256,7	118,6
Venta de gas (USD millones)	13,7	12,8	11,1	26,5	23,3
Ingresos (USD millones)	159,3	123,9	75,2	283,2	141,9
Contratos de Gestión de Riesgo de Commodities (USD millones)	-11,4	-3,9	5,9	-15,2	11,3
Costos operativos y de producción ^b (USD millones)	-44,8	-34,1	-25,3	-78,8	-42,9
G&G, G&A ^c y gastos de venta (USD millones)	-17,5	-15,2	-13,9	-32,7	-24,1
EBITDA Ajustado (USD millones)	83,3	63,3	37,1	146,6	75,9
EBITDA Ajustado (USD por boe)	27,0	22,9	15,9	25,0	17,3
Netback operativo (USD por boe)	32,5	28,5	22,2	30,6	23,0
Ganancia (pérdida) (USD millones)	5,5	24,9	-1,1	30,4	4,7
Inversiones en bienes de capital (USD millones)	36,3	21,4	25,9	57,7	49,4
Adquisición Argentina (USD millones)	-3,2 ^d	52,0	-	48,8	-
Efectivo y equivalentes de efectivo (USD millones)	105,2	120,4	77,0	105,2	77,0
Deuda financiera a corto plazo (USD millones)	7,6	0,8	31,7	7,6	31,7
Deuda financiera a largo plazo (USD millones)	418,9	418,7	314,6	418,9	314,6
Deuda neta (USD millones)	321,3	299,1	269,3	321,3	269,3

a) Incluye las regalías gubernamentales pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 898, 930 y 781 bopd en el 2T2018, 1T2018 y 2T2017, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Chile, Brasil ni Argentina.

- b) Los costos de producción y operativos incluyen los costos operativos y regalías pagadas en efectivo.
- c) Los gastos G&A incluyen USD 0,8, USD 0,6 y USD 0,8 millones para el 2T2018, 1T2018 y 2T2017, respectivamente, de pagos basados en acciones (no en efectivo) que se excluyen del cálculo del EBITDA Ajustado.
- d) Ajuste de precio que corresponde a los flujos de efectivo netos generados por los activos adquiridos desde la ejecución del contrato de compra de activos, el 18 de diciembre de 2017, hasta la fecha de cierre, el 27 de marzo de 2018.

Producción: La producción total de petróleo y gas creció un 37% a USD 35.870 boepd en el 2T2018 de USD 26.123 boepd en el 2T2017, debido al incremento en la producción en Colombia, nueva producción de la reciente adquisición en Argentina y un aumento de producción en Brasil y Chile. Los ingresos de petróleo representaron el 85% de la producción total informada, en comparación con el 84% del 2T2017.

Para más detalles, consultar la Actualización de Operaciones del 2T2018 publicado el 11 de julio de 2018.

Precios de petróleo obtenidos y de referencia: El precio del crudo Brent promedió USD 74,9 por bbl durante el 2T2018, y el precio consolidado obtenido de las ventas de petróleo alcanzó un promedio de USD 57,2 por bbl en el 2T2018, lo que representa un aumento del 18% de USD 48,6 por bbl en el 1T2018 y un aumento del 71% frente a los USD 33,4 por bbl en el 2T2017. Las diferencias entre los precios de referencia y los obtenidos reflejan los descuentos comerciales y de transporte, así como el diferencial de precios de Vasconia en Colombia, que promediaron USD 4,1 por bbl tanto en el 2T2018 como en el 1T2018, comparado con un descuento de USD 3,6 por bbl en el 2T2017. Los descuentos comerciales y de transporte en Colombia se redujeron 50 centavos por bbl a USD 14,5 en el 2T2018, comparado con USD 15,0 por bbl en el 1T2018 y USD 15,1 por bbl en el 2T2017.

En Colombia, está en marcha la construcción de una línea de flujo en el bloque Llanos 34 cuya finalización está prevista en enero de 2019 y se espera mejoré más aún los descuentos comerciales y de transporte.

La tabla a continuación presenta un desglose de referencia y precios netos de petróleo obtenidos en Colombia, Chile y Argentina en el 2T2018:

2T2018- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina
Precio de petróleo Brent	74,9	74,9	74,9
Diferencial Vasconia	(4,1)	-	-
Descuentos comerciales y de transporte	(14,5)	(9,9)	-
Otros*	-	-	(8,2)
Precio obtenido de petróleo	56,3	65,0	66,7
Peso en mix de ventas de petróleo	91%	3%	6%

*Acuerdo de estabilidad de precio entre el gobierno y el sector petrolero en Argentina, efectivo desde mayo 2018 que congeló temporariamente los precios del petróleo en USD 66- 67/ bbl por un período inicial de tres meses. Este acuerdo puede extenderse más allá de julio de 2018, dependiendo de las condiciones prevalentes del mercado.

Ingresos: Los ingresos consolidados aumentaron un 112% a USD 159,3 millones en el 2T2018 comparado con USD 75,2 millones en el 2T2017. Mayores precios obtenidos y mayores ventas impulsaron el aumento en los ingresos.

Venta de petróleo crudo: los ingresos consolidados del petróleo aumentaron un 127% a USD 145,7 millones en el 2T2018, impulsados principalmente por un aumento del 71% en los precios del petróleo obtenidos y un 32% en ventas de petróleo (comparado con 2T2017). Los ingresos de petróleo representaron el 91% de los ingresos totales, en comparación con el 85% del 2T2017.

- Colombia: En el 2T2018, los ingresos de petróleo aumentaron un 130% a USD 129,4 millones ya que los precios obtenidos aumentaron un 74% a USD 56,3 por bbl y las ventas de petróleo aumentaron un 32% a 26.289 bopd.

Los pagos earn-out de Colombia (deducidos de los ingresos por petróleo de ese país) aumentaron a USD 5,2 millones en el 2T2018, comparado con USD 2,5 millones en el 2T2017, en línea con mayores ingresos por petróleo y el aumento de la producción.

- Chile: En el 2T2018, los ingresos por petróleo descendieron un 36% a USD 4,9 millones debido a menores volúmenes vendidos que fueron parcialmente compensados por precios de petróleo más altos. Se compararon las ventas de petróleo con respecto al 2T2017 que incluyeron ventas de petróleo del primer y segundo trimestre dadas las negociaciones con ENAP. Los precios obtenidos de petróleo aumentaron un 51% a USD 65,0 por bbl, en línea con precios Brent más altos. Los ingresos de petróleo aumentaron un 15% en comparación con el 1T2018.
- Argentina: en el 2T2018, los ingresos de petróleo fueron de USD 11,1 millones, lo que resultó de precios de petróleo obtenido de USD 66,7 y ventas de 1.824 bopd, todo proveniente de los bloques recientemente adquiridos Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet (operados por GeoPark con una participación del 100%).

Venta de gas: los ingresos consolidados por gas aumentaron un 22% a USD 13,7 millones en el 2T2018, comparado con los USD 11,1 millones del 2T2017, impulsado por un 30% de incremento en las ventas de gas a pesar de que los precios de gas descendieron un 6%.

- Chile: en el 2T2018, los ingresos por gas aumentaron un 28% a USD 4,4 millones reflejando mayores precios de gas y de ventas. Los precios del gas aumentaron un 6%, o USD 5,3 por mcf (USD 31,6 por boe) en el 2T2018, en línea con el aumento en los precios del metanol. Las ventas de gas aumentaron un 20% a 9.200 mcfpd (1.533 boepd).
- Brasil: en el 2T2018, los ingresos por gas descendieron un 7% a USD 7,0 millones debido principalmente a menores precios de gas, parcialmente compensado por aumento en las ventas. Los precios de gas disminuyeron un 15% a USD 4,9 por mcf (USD 29,3 por boe) en línea con una devaluación del 16% de la moneda local. Las ventas de gas aumentaron un 9% a 15.808 mcfpd (2.635 boepd), resultado de un mayor consumo industrial y menor disponibilidad de energía hidroeléctrica.
- Argentina: en el 2T2018, los ingresos de gas fueron de USD 1,8 millones, resultado de precios obtenidos de gas de USD 5,2 por mcf (USD 31,5 por boe) y ventas por 3.876 mcfpd (646 boepd), todo corresponde a los bloques recientemente adquiridos en Argentina.

Contratos de Gestión de Riesgo de Commodities: GeoPark utiliza contratos de cobertura para gestionar riesgos y limitar el impacto de la volatilidad del precio del petróleo en el programa de trabajo.

Para el trimestre finalizado el 30 de junio de 2018, GeoPark obtuvo USD 13,3 millones menos en ingresos netos, debido a determinados contratos de cobertura vigentes que tenían un piso de USD 52- 55/ bbl y un techo de USD 58-78/ bbl Brent. Según las normativas contables, estos ingresos reducidos se ajustan por el cambio en el valor de contratos a futuro y se registran como una ganancia de USD 1,9 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 30 de junio de 2018, disponible en la página web de la compañía.

Costos Operativos y de Producción¹: Los costos operativos consolidados por boe fueron de USD 8,5 en el 2T2018, apenas mayores que USD 8,3 por boe en el 2T2017 debido a los bloques recientemente adquiridos en Argentina, que tienen costos más altos por boe.

Los costos operativos consolidados aumentaron USD 6,8 millones a USD 26,3 millones en el 2T2018 comparado con el 2T2017, según se detalla:

- Colombia: los costos operativos por boe disminuyeron un 3% a USD 5,7 por boe en el 2T2018 comparado con USD 5,9 por boe en el 2T2017. Los costos operativos totales aumentaron un 28% a USD 13,6 millones, en línea con un incremento del 32% en los volúmenes vendidos. Los costos operativos por boe en el bloque Llanos 34 continúan siendo uno de los más bajos en la industria a USD 3,9 por bbl.

¹ Costos operativos y de producción= Costos operativos + Regalías.

- Chile: los costos operativos descendieron un 24% a USD 4,9 millones en el 2T2018 de USD 6,4 millones en el 2T2017. Los costos operativos en el 2T2017 se vieron temporariamente afectados por una mayor proporción de petróleo en el mix de ventas, pospuesta desde el 1T2017. Comparado con el 1T2018, los costos operativos disminuyeron un 10% o USD 0,5 millones a USD 4,9 millones. Los costos operativos por boe fueron de USD 22,7.
- Brasil: los costos operativos disminuyeron un 30% a USD 1,6 millones en el 2T2018 de USD 2,3 millones en el 2T2017, debido a la recuperación de costos de mantenimiento por única vez en el bloque Manati (no- operado por GeoPark con una participación del 10%) en el 2T2017, que fue compensado por un 9% más de volúmenes vendidos. Los costos operativos por boe disminuyeron un 36% a USD 6,5 por boe de USD 10,1 en el 2T2017.
- Argentina: Los costos operativos fueron de USD 6,0 millones en el 2T2018, relativo a la producción de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet. Los costos operativos por boe fueron de USD 26,9.

En el 2T2018, la Compañía cerró la adquisición de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet y comenzó inmediatamente a evaluar e implementar las eficiencias y sinergias operativas, y se espera que junto con renegociaciones continuas de contratos existentes y una campaña de intervención de pozos de bajo costo iniciada a principios de agosto 2018, mejore la rentabilidad general del proyecto. Además, la Compañía está evaluando actualmente diferentes alternativas para iniciar actividad de perforación en estos bloques, y se espera comenzar antes de fin de año.

El alza en los precios y volúmenes de venta aumentaron las regalías consolidadas por USD 12,6 millones a USD 18,5 millones en el 2T2018.

Gastos de venta: Los gastos de venta consolidados aumentaron USD 1,1 millón a USD 1,2 millones en el 2T2018 comparado con USD 0,1 millones en el 2T2017. El incremento de USD 0,9 millones en el 2T2018 representó costos de transporte en los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet en Argentina.

Gastos Administrativos: los costos consolidados de G&A por boe disminuyeron un 21% a USD 4,0 por boe en el 2T2018 (comparado con USD 5,1 por boe en el 2T2017). El total consolidado de G&A aumentó levemente a USD 12,5 millones en el 2T2018 comparado con USD 12,0 millones en el 2T2017.

Gastos geológicos y geofísicos: los costos consolidados de G&G por boe aumentaron a USD 1,3 por boe en el 2T2018 (en comparación con USD 0,8 por boe en el 2T2017). Los gastos consolidados totales de G&G aumentaron a USD 3,9 millones en el 2T2018 comparado con USD 1,9 millones en el 2T2017, debido a un aumento en la escala de las operaciones.

EBITDA Ajustado: El EBITDA ajustado² aumentó un 125% a USD 83,3 millones, o USD 27,0 por boe, en el 2T2018 comparado con USD 37,1 millones, o USD 15,9 por boe, en el 2T2017.

- Colombia: EBITDA Ajustado de USD 79,6 millones en el 2T2018
- Chile: EBITDA Ajustado de USD 2,0 millones en el 2T2018
- Brasil: EBITDA Ajustado de USD 4,0 millones en el 2T2018
- Argentina: EBITDA Ajustado de USD 2,6 millones en el 2T2018
- Corporativo y Perú: EBITDA Ajustado de -USD 4,9 millones (negativo) en el 2T2018

La siguiente tabla muestra la producción, los volúmenes vendidos y el desglose de los componentes más significativos del EBITDA Ajustado para el 2T2018 y el 2T2017, sobre una base por país y por barril:

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.

EBITDA Ajustado/boe	Colombia		Chile		Brasil		Argentina		Total	
	2T18	2T17	2T18	2T17	2T18	2T17	2T18	2T17	2T18	2T17
Producción (boepd)	27.940	21.015	2.559	2.450	2.904	2.658	2.467	-	35.870	26.123
Variación de stock /RIK ^a	(1.553)	(1.047)	(199)	782	(229)	(209)	3	-	(1.977)	(474)
Volumen de ventas (boepd)	26.387	19.968	2.360	3.232	2.675	2.449	2.470	-	33.893	25.649
% Petróleo	99,6%	99,8%	35%	61%	2%	2%	74%	-	86%	85%
(USD por boe)										
Precio obtenido de petróleo	56,3	32,3	65,0	43,0	79,9	54,9	66,7	-	57,2	33,4
Precio obtenido de gas ^b	40,3	-	31,6	29,7	29,3	34,3	31,5	-	30,5	32,8
Earn-out	(2,2)	(1,3)	-	-	-	-	-	-	(2,0)	(1,3)
Precio combinado	54,0	31,0	43,3	37,8	30,1	34,7	57,5	-	51,7	32,2
Contratos de Gestión de Riesgo de commodities obtenidos	(5,6)	1,1	-	-	-	-	-	-	(4,3)	0,8
Costos operativos	(5,7)	(5,9)	(22,7)	(21,7)	(6,5)	(10,1)	(26,9)	-	(8,5)	(8,3)
Regalías en efectivo	(6,6)	(2,6)	(1,8)	(1,7)	(2,9)	(3,1)	(6,8)	-	(6,0)	(2,5)
Gastos de comercialización y otros	(0,1)	0,0	(0,7)	(0,5)	-	-	(4,0)	-	(0,4)	(0,0)
Netback operativo/boe	36,2	23,6	18,1	13,9	20,7	21,4	19,9	-	32,5	22,2
G&A, G&G, y otros									(5,5)	(6,3)
EBITDA Ajustado/boe									27,0	15,9

a) RIK (Regalías en Especie). Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 898 y 781 bopd del 2T2018 y 2T2017, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Chile, Brasil ni Argentina.

b) Tasa de conversión de USD mcf/USD boe=1/6.

Depreciación: los gastos de depreciación consolidada aumentaron un 22% a USD 24,3 millones en el 2T2018, comparado con los USD 20,0 millones del 2T2017, en volúmenes incrementados. Por barril, sin embargo, los costos por depreciación disminuyeron un 8% a USD 7,9 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 USD 9,2 millones en el 2T2018 comparado con USD 4,6 millones en el 2T2017, principalmente debido a acumulaciones de petróleo comercialmente no viables encontradas en Yaguasito (bloque Tiple en Colombia).

Otros ingresos (Gastos): Otras pérdidas operativas ascendieron a USD 0,1 millones en el 2T2018 comparado con USD 1,5 millones en el 2T2017.

RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y GANANCIAS DEL PERÍODO

Gastos Financieros: los costos financieros netos aumentaron a USD 8,7 millones en el 2T2018, comparado con USD 7,4 millones en el 2T2017, principalmente por mayores costos de interés.

Cambio de divisas: Las pérdidas netas por cambio de divisas ascendieron a USD 13,3 millones de pérdida en el 2T2018, comparado con USD 4,7 millones de pérdida en el 2T2017, incluyendo las diferencias no-cash del cambio de divisas generado en Brasil debido a la devaluación del real brasilero y su impacto sobre la deuda neta inter-compañía expresada en dólares estadounidenses.

Impuesto a las ganancias: los gastos por impuesto a las ganancias fueron de USD 24,4 millones en el 2T2018 comparado con USD 4,8 millones en el 2T2017, en línea con mayores ganancias operativas.

Ingreso neto: Los ingresos netos aumentaron USD 6,6 millones a una ganancia de USD 5,5 millones en el 2T2018 comparado con una pérdida de USD 1,1 millones en el 2T2017.

BALANCE:

Efectivo y equivalentes de efectivo: efectivo y equivalentes de efectivo totalizaron USD 105,2 millones al 30 de junio 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 106,5 millones, efectivo utilizado en la financiación de actividades de USD 21,9 millones y efectivo generado de actividades operativas de USD 98,6 millones.

El efectivo utilizado en actividades de inversión de USD 106,5 millones incluye gastos por bienes de capital relativos a actividades de desarrollo, avanzada y exploración por USD 57,7 millones, asignados predominantemente a Colombia y USD 48,9 millones por la adquisición de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet en Argentina.

El efectivo utilizado en actividades de financiación de USD 21,9 millones fue la suma de USD 13,8 millones en pago de intereses y USD 8,1 millones en distribución de dividendos por parte de nuestra unidad Colombia a LGI, relativa a su participación minoritaria no-controladora.

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. Durante el 1S2018, GeoPark abonó dividendos por USD 8,1 millones a LGI. GeoPark y LGI están trabajando en forma diligente en la implementación del mecanismo de dilución, que será ejecutado en el próximo pago de dividendos.

El flujo de efectivo de las actividades operativas de USD 98,6 millones es neto de USD 67,7 millones en impuesto a las ganancias en cash pagado durante el 2T2018, predominantemente en Colombia (USD 45,5 millones están relacionados a las ganancias impositivas del año fiscal 2017 más prepagos impositivos por USD 21,0 millones, que serán deducidos en las ganancias impositivas del año fiscal 2018, pagaderos en 2019). La compañía no prevé pagar impuestos a las ganancias en cash adicional durante el 2S2018.

Deuda financiera Deuda financiera: la deuda financiera total (neto de costos de emisión) fue de USD 426,6 millones, incluyendo el Bono 2024 de USD 425 millones ("Bono 2024") emitido en septiembre 2017. La deuda a corto plazo fue de USD 7,6 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] ajus. EBITDA ^b	Interés últimos 12 meses Cobertura ^c
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
2T2018	426,6	105,2	321,3	1,3 veces	8,5 veces

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

b) EBITDA ajustado de los últimos 12 meses al 30 de junio de 2018 fue de USD 246,4 millones.

c) Al 30 de junio de 2018, los gastos de interés de los últimos 12 meses fueron de USD 28,9 millones.

Cláusula sobre Bono 2024: 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
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
	Zero cost 3 way	4.000	60,0	50,0	97,0-97,1
		Total: 13.000			
4T2018	Zero cost 3-way	4.000	55,0	45,0	77,2-77,5
	Zero cost 3-way	4.000	60,0	50,0	97,0-97,1
	Zero cost 3-way	3.000	65,0	55,0	90,0-90,1
		Total: 11.000			
1T2019	Zero cost 3-way	4,000	60,0	50,0	97,0-97,1
	Zero cost 3 way	3,000	65,0	55,0	90,0-90,1
		Total: 7.000			
2T2019	Zero cost 3-way	3.000	65,0	55,0	90,0-90,1
		Total: 3.000			

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 4 de los estados financieros consolidados de GeoPark para el período finalizado el 30 de junio de 2018, disponible en la página web de la compañía.

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

Colombia	2T2018	2T2017
Venta de petróleo crudo (USD millones)	129,4	56,2
Venta de gas (USD millones)	0,4	0,2
Ingresos (USD millones)	129,8	56,4
Costos operativos y de producción ^a (USD millones)	-29,6	-15,4
EBITDA Ajustado (USD millones)	79,6	37,0
Inversiones en bienes de capital ^b (USD millones)	28,0	18,9
Chile	2T2018	2T2017
Venta de petróleo crudo (USD millones)	4,9	7,7
Venta de gas (USD millones)	4,4	3,4
Ingresos (USD millones)	9,3	11,1
Costos operativos y de producción ^a (USD millones)	-5,3	-6,9
EBITDA Ajustado (USD millones)	2,0	1,9
Inversiones en bienes de capital ^b (USD millones)	1,1	2,7
Brasil	2T2018	2T2017
Venta de petróleo crudo (USD millones)	0,3	0,2
Venta de gas (USD millones)	7,0	7,5
Ingresos (USD millones)	7,3	7,7
Costos operativos y de producción ^a (USD millones)	-2,3	-2,9
EBITDA Ajustado (USD millones)	4,0	3,8
Inversiones en bienes de capital ^b (USD millones)	0,2	1,0
Argentina	2T2018	2T2017
Venta de petróleo crudo (USD millones)	11,1	-
Venta de gas (USD millones)	1,8	-
Ingresos (USD millones)	12,9	-
Costos operativos y de producción ^a (USD millones)	-7,6	-
EBITDA Ajustado (USD millones)	2,6	-1,4
Inversiones en bienes de capital ^b (USD millones)	3,9	3,3

- a) Costos operativos y de producción= Costos operativos + Regalías.
b) La diferencia con la cifra informada en la tabla de Indicadores clave de desempeño corresponde principalmente a los gastos de capital en Perú.

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

(En millones de USD)

	2T2018	2T2017	1S2018	1S2017
INGRESOS				
Venta de petróleo crudo:	145,7	64,1	256,7	118,6
Venta de gas:	13,7	11,1	26,5	23,3
INGRESO TOTAL	159,3	75,2	283,2	141,9
Contratos de Gestión de Riesgo de Commodities	-11,4	5,9	-15,2	11,3
Costos operativos y de producción:	-44,8	-25,3	-78,8	-42,9
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	-3,9	-1,9	-6,1	-3,1
Gastos administrativos (G&A)	-12,5	-12,0	-25,1	-20,5
Gastos de venta:	-1,2	-0,1	-1,5	-0,5
Depreciación:	-24,3	-20,0	-44,0	-35,7
Bajas por resultados no exitosos de exploración:	-9,2	-4,6	-11,0	-4,6
Otros operativos	-0,1	-1,5	0,7	-2,0
GANANCIA / (PÉRDIDA) OPERATIVA	52,0	15,8	102,0	44,0
Costos financieros, neto	-8,7	-7,4	-17,2	-16,7
Pérdida por Cambio de Divisas	-13,3	-4,7	-15,0	-1,8
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	30,0	3,7	69,8	25,5
Impuesto a las ganancias:	-24,4	-4,8	-39,4	-20,8
RESULTADOS PARA EL PERÍODO	5,5	-1,1	30,4	4,7
Participación-no controladora	6,2	2,3	12,6	4,5
ATRIBUIBLE A PROPIETARIOS DE GEOPARK	-0,7	-3,4	17,8	0,2

ESTADO DE POSICIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO RESUMIDO

(En millones de USD)	Jun 2018	Dic 2017
	(Sin auditar)	(Auditado)
Activos no corrientes		
Bienes de uso	563,8	517,4
Otros activos no corrientes	50,0	53,8
Total activos no corrientes	613,8	571,2
Activos corrientes		
Inventarios	10,1	5,7
Créditos comerciales	19,4	19,5
Otros activos corrientes	44,5	54,9
Efectivo en bancos y en caja	105,2	134,8
Total del activo corriente	179,2	215,0
Total activo	793,0	786,2
Patrimonio neto		
Atribuible a propietarios de GeoPark	101,6	84,9
Participación no controladora	46,5	41,9
Total de patrimonio neto	148,2	126,8
Pasivos no corrientes		
Endeudamientos	418,9	418,5
Otros pasivos no corrientes	78,5	74,5
Total activos no corrientes	497,4	493,0
Pasivo corriente		
Endeudamientos	7,6	7,7
Otros pasivos corrientes	139,8	158,6
Total activos corrientes	147,4	166,3
Total pasivo	644,8	659,3
Total pasivo y patrimonio	793,0	786,2

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO RESUMIDO (SIN AUDITAR)

(En millones de USD)	2T2018	2T2017	1S2018	1S2017
Flujo de efectivo generado por actividades operativas	22,3	33,9	98,6	79,1
Flujo de efectivo utilizado en las actividades de inversión	-33,1	-25,9	-106,5	-49,4
Flujo de efectivo utilizado en las actividades de financiación	-4,7	-1,2	-21,9	-25,0

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

1S2018 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	141,4	3,7	9,0	1,4	-8,9	146,6
Depreciación:	-22,5	-13,1	-5,4	-3,0	-0,1	-44,0
Contratos de Gestión de Riesgo de Commodities no obtenidos	8,7	-	-	-	-	8,7
Bajas por resultados no exitosos de exploración:	-8,5	-0,4	-1,9	-0,3	-	-11,0
Pagos basados en acciones y otros	1,8	0,1	-0,2	0,8	-0,7	1,8
RESULTADOS OPERATIVOS	120,9	-9,7	1,5	-1,0	-9,7	102,0
Costos financieros, neto						-17,2
Cargos por cambio de divisas, neto						-15,0
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						69,8

1S2017 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	75,0	2,2	7,5	-1,7	-7,1	75,9
Depreciación:	-19,0	-11,9	-4,6	-0,1	-0,1	-35,7
Contratos de Gestión de Riesgo de Commodities no obtenidos	9,1	-	-	-	-	9,1
Bajas por resultados no exitosos de exploración:	-1,6	-	-3,0	-	-	-4,6
Pagos basados en acciones y otros	1,7	-	-0,6	-0,2	-1,6	-0,6
RESULTADOS OPERATIVOS	65,2	-9,7	-0,7	-2,0	-8,8	44,0
Costos financieros, neto						-16,7
Cargos por cambio de divisas, neto						-1,8
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						25,5

^(a) Incluye Perú y Corporativo.

INFORMACIÓN SOBRE LA TELECONFERENCIA

GeoPark realizará su teleconferencia sobre resultados financieros del segundo trimestre de 2018 y su transmisión por Internet (webcast) el jueves 9 de agosto 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 2T2018, 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: 3166854

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

ASAMBLEA GENERAL DE ACCIONISTAS

La Asamblea General de Accionistas de GeoPark 2018 se llevó a cabo el 27 de julio de 2018, en la cual (i) todos los candidatos fueron elegidos o re-elegidos como miembros del Directorio; (ii) se re eligió a Price Waterhouse & Co SRL como auditores de la Compañía; (iii) el Comité de Auditoría fue autorizado a fijar la remuneración de los Auditores; y (iv) el Informe Anual y los Estados Financieros consolidados auditados para el año fiscal finalizado el 31 de diciembre de 2017 fueron informados y presentados.

Para mayor información, comunicarse con:

INVERSORES:

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

Miguel Bello – Market Access Director mbello@geo-park.com
Santiago, Chile
T: +562 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	El EBITDA ajustado se define 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 las 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
VPN10	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, rendimiento operativo y financiero, 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.