



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK INFORMA LOS RESULTADOS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2018

RESULTADOS RECORD: PETRÓLEO Y GAS Y CASH FLOW

Buenos Aires, Argentina- 6 de noviembre 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 septiembre de 2018 (en adelante denominado "Tercer Trimestre" o "3T2018").

Para analizar los resultados financieros del 3T2018 se realizará una conferencia telefónica el día 7 de noviembre de 2018 a las 10 de la mañana (hora 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 terminología utilizada aquí se incluyen en el Glosario al final de este documento. Este comunicado no contiene toda la información financiera de la Compañía. Por ello, este comunicado debería leerse conjuntamente junto a los estados financieros consolidados y sus respectivas notas para el período finalizado el 30 de septiembre de 2018, disponible en el sitio web de la Compañía.

PUNTOS DESTACADOS DEL TERCER TRIMESTRE 2018

Producción Récord de Petróleo y Gas

- La producción consolidada de petróleo y gas aumentó un 31% a 37.214 boepd (un 4% más comparado con el 2T2018)
- La producción de petróleo aumentó un 35% llegando a 31.266 bopd (un 3% más comparado con el 2T2018)
- La producción operada bruta en Colombia superó la meta de los 65.000 boepd
- La producción de gas aumentó un 17% a 35,7 mmcfpd (un 6% más comparado con el 2T2018)

Ingresos y Resultados Récord

- Los ingresos aumentaron más del doble llegando a USD 166,8 millones
- El EBITDA ajustado aumentó más del doble alcanzando USD 98,2 millones
- La ganancia operativa aumentó más de cuatro veces a USD 71,0 millones
- Los resultados aumentaron a USD 29,7 millones de ganancia, frente a USD 19,1 millones de pérdida.

Ventajas Diferenciales en relación con Costos

- Costos operativos consolidados de USD 8,4 por boe
- EBITDA ajustado tres veces mayor que los gastos de capital

Balance Sólido

- El ratio de deuda neta respecto al EBITDA ajustado disminuyó por debajo de 1,0 veces a 0,9 veces, frente a 1,9 veces
- El ratio de cobertura de interés aumentó a 10,5x de 5,3x
- La posición de caja fue de USD 152,7 millones

Creación de Cartera

- Venta de activos de alto costo no centrales, La Cuerva y Yamu, por hasta USD 20 millones

Catalizadores del 4T2018

- Testeo de 5 pozos perforados y perforación de 10 nuevos pozos, incluyendo pozos de desarrollo, de exploración y de avanzada en Colombia, Argentina y Brasil.

James F. Park, Director Ejecutivo de GeoPark, expresó: "Explorador, Operador, Consolidador. Felicitaciones a nuestro equipo por lograr otro récord de rendimiento. Trimestre tras trimestre, año tras año, GeoPark continúa cumpliendo

sus resultados prometidos de manera constante: crecimiento en la producción y reservas de petróleo y gas, mejoras operativas y en la rentabilidad y consolidación de nuestra plataforma de negocios única a lo largo de América Latina, y todo llevado a cabo dentro de un modelo de gestión líder en la industria que tiene en cuenta la seguridad, la comunidad y el medio ambiente.

RENDIMIENTO OPERATIVO CONSOLIDADO

Indicadores de rendimiento clave:

Indicadores Clave	3T2018	2T2018	3T2017	9M2018	9M2017
Producción de petróleo ^a (bopd)	31.266	30.249	23.237	29.634	21.895
Producción de gas (mcfpd)	35.690	33.726	30.528	32.862	27.954
Producción neta promedio (boepd)	37.214	35.870	28.325	35.111	26.554
Precio de petróleo Brent (USD por bbl)	76,0	74,9	52,1	72,7	52,6
Precio combinado (USD por boe)	51,4	51,7	33,0	49,5	32,6
- Petróleo (USD por bbl)	57,0	57,2	34,6	54,5	34,1
- Gas (USD por mcf)	5,1	5,1	5,3	5,2	5,3
Venta de petróleo crudo (USD millones)	152,2	145,7	68,4	408,9	187,0
Venta de gas (USD millones)	14,6	13,7	13,6	41,1	36,9
Ingresos (USD millones)	166,8	159,3	81,9	450,0	223,8
Contratos de gestión de riesgo de commodities (USD millones)	-0,6	-11,4	-8,3	-15,8	3,0
Costos operativos y de producción ^b (USD millones)	-48,7	-44,8	-25,7	-127,6	-68,5
Gastos de venta, G&G y G&A ^c (USD millones)	-17,5	-17,5	-12,0	-50,2	-36,1
EBITDA Ajustado (USD millones)	98,2	83,3	44,6	244,8	120,5
EBITDA Ajustado (USD por boe)	30,3	27,0	18,0	26,9	17,6
Netback operativo (USD por boe)	35,1	32,5	23,2	32,2	23,1
Ganancia (pérdida) (USD millones)	29,7	5,5	-19,1	60,1	-14,4
Gastos de capital (USD millones)	33,2	36,3	30,9	90,9	80,3
Adquisición en Argentina (USD millones)	-	-3,2 ^d	-	48,8	-
Efectivo y equivalentes de efectivo (USD millones)	152,7	105,2	135,2	152,7	135,2
Deuda financiera a corto plazo (USD millones)	15,8	7,6	1,9	15,8	1,9
Deuda financiera a largo plazo (USD millones)	419,1	418,9	418,5	419,1	418,5
Deuda neta (USD millones)	282,2	321,3	285,2	282,2	285,2

- a) Incluye las regalías gubernamentales pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 1.175, 898 y 774 bopd del 3T2018, 2T2018 y 3T2017, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Chile, Brasil ni Argentina.
- b) Los costos operativos y de producción incluyen los costos operativos y regalías pagados en efectivo.
- c) Los gastos G&A incluyen USD 1,3 millones, USD 0,8 millones y USD 0,8 millones para el 3T2018, 2T2018 y 3T2017, respectivamente, de pagos basados en acciones (no en efectivo) que se excluyen del cálculo del EBITDA Ajustado.
- d) El 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 31% a 37.214 boepd en el 3T2018 de 28.325 boepd en el 3T2017, debido al aumento de la producción en Colombia y la inclusión de la nueva producción de la adquisición reciente en Argentina. El petróleo representó un 84% de la producción total informada en comparación al 82% en el 3T2017.

Para más detalles, consultar la Actualización de Operaciones del 3T2018 publicado el 18 de octubre de 2018.

Precios de referencia y obtenidos de petróleo: El precio del crudo Brent promedió los USD 76,0 por bbl durante el 3T2018 y el precio consolidado obtenido de las ventas de petróleo alcanzó un promedio de USD 57,0 por bbl en el 3T2018, en línea con el 2T2018 pero con un aumento del 65% frente a los USD 34,6 por bbl en el 3T2017. 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. El diferencial del marcador Vasconia promedió los USD 5,8 por bbl en el 3T2018, comparado con los USD 4,1 por bbl en el 2T2018 y los USD 2,8 en el 3T2017. Los descuentos comerciales y de transporte en Colombia continuaron reduciéndose, descendiendo 50 centavos por bbl a USD 14,0 en el 3T2018 comparado con los USD 14,5 por bbl en el 2T2018 y los USD 15,2 por bbl en el 3T2017.

En Colombia, la construcción de una línea de flujo para conectar el bloque Llanos 34 al Oleoducto de los Llanos (ODL), uno de los ductos principales de Colombia, está dentro del presupuesto y dentro del plazo. La finalización de la construcción está prevista para enero de 2019, y una vez completadas las aprobaciones habituales, se espera que esté en funcionamiento en el 1T2019. El proyecto sustentará un crecimiento futuro de producción (con una capacidad de hasta 100.000 bopd) y reducirá los costos operativos y de transporte.

La tabla a continuación presenta un desglose de precios netos obtenidos de petróleo y de referencia en Colombia, Chile y Argentina en el 3T2018:

3T2018- Precio obtenido de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina
Precio de petróleo Brent	76,0	76,0	76,0
Diferencial Vasconia	(5,8)	-	-
Descuentos comerciales y de transporte	(14,0)	(9,1)	-
Otros*	-	-	(9,5)
Precio obtenido de petróleo	56,2	66,9	66,5
Peso en mix de venta de petróleo	92%	2%	6%

*Acuerdo de estabilidad de precios entre el gobierno y el sector petrolero en Argentina, efectivo desde mayo 2018 que congeló temporariamente los precios del petróleo en USD 64- 67/ bbl durante el período mayo-octubre 2018. Este acuerdo puede extenderse temporariamente, y los precios de petróleo pueden ser ajustados hacia arriba o hacia abajo dependiendo de las condiciones prevalentes del mercado.

Ingresos: Los ingresos consolidados aumentaron un 104% a USD 166,8 millones en el 3T2018 comparado con los USD 81,9 millones en el 3T2017. Tanto los mayores precios obtenidos como las mayores ventas impulsaron el aumento en los ingresos.

Venta de petróleo crudo: Los ingresos consolidados por petróleo aumentaron un 123% a USD 152,2 millones en el 3T2018, impulsados por un aumento del 65% en los precios obtenidos de petróleo y un 34% de aumento en las ventas de petróleo (comparado con el 3T2017). Los ingresos por petróleo representaron el 91% de los ingresos totales, en comparación con el 83% del 3T2017.

- Colombia: En el 3T2018, los ingresos por petróleo aumentaron un 113% a USD 142,9 millones ya que los precios obtenidos aumentaron un 65% a USD 56,2 por bbl y las ventas de petróleo aumentaron un 29% a 27.644 bopd. Los pagos earn-out de Colombia (deducidos de los ingresos por petróleo de ese país) aumentaron a USD 5,5 millones en el 3T2018, comparado con los USD 2,8 millones en el 3T2017, en línea con los mayores ingresos por petróleo y el aumento de la producción.
- Chile: En el 3T2018, los ingresos por petróleo aumentaron un 15% a USD 4,3 millones debido a mayores precios de petróleo, parcialmente compensados por menores volúmenes vendidos. Los precios de petróleo aumentaron un 51% a USD 66,9 por bbl, en línea con precios Brent más altos mientras que las ventas de petróleo disminuyeron un 24% a 709 bopd debido a la disminución natural de los yacimientos.
- Argentina: En el 3T2018, los ingresos por petróleo fueron de USD 10,1 millones, como consecuencia de los precios obtenidos de petróleo de USD 66,5 y de las ventas de 1.660 bopd, todo proveniente de los bloques 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 8% a USD 14,6 millones en el 3T2018 comparado con los USD 13,6 millones del 3T2017, impulsados por un 12% de incremento en las ventas de gas a pesar de que los precios del mismo disminuyeron un 4%.

- Chile: En el 3T2018, los ingresos por gas aumentaron un 20% a USD 5,0 millones reflejando mayores precios de gas, parcialmente compensados por menores ventas. Los precios del gas aumentaron un 28% a USD 5,6 por mcf (USD 33,4 por boe) en el 3T2018 en línea con el aumento de precios de metanol. Las ventas de gas descendieron levemente un 6% a 9.716 mcfpd (1.619 boepd).
- Brasil: En el 3T2018, los ingresos por gas disminuyeron un 22% a USD 7,2 millones debido a precios de gas más bajos. Estos disminuyeron un 21% a USD 4,6 por mcf (USD 27,7 por boe) en línea con una devaluación promedio del 25% de la moneda local. Las ventas de gas permanecieron estables a 17.011 mcfpd (2.835 boepd).
- Argentina: En el 3T2018, los ingresos por gas fueron de USD 2,0 millones, como consecuencia de los precios obtenidos de gas de USD 5,7 por mcf (USD 34,2 por boe) y de las ventas por 3.814 mcfpd (636 boepd), todo correspondiente 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 septiembre de 2018, GeoPark obtuvo USD 3,4 millones en ingresos netos menores de contratos de cobertura vigentes que tenían un piso de USD 53- 60/ bbl y un techo de USD 69-97/ 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 2,9 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 septiembre de 2018, disponible en la página web de la compañía.

Costos Operativos y de Producción¹: Los costos operativos consolidados por boe fueron de USD 8,4 en el 3T2018, apenas menores que los USD 8,5 por boe en el 2T2018, pero mayores que los USD 7,3 en el 3T2017 debido a los bloques recientemente adquiridos en Argentina, que tienen costos más altos por boe.

Los costos operativos consolidados aumentaron USD 9,1 millones a USD 27,3 millones en el 3T2018 comparado con el 3T2017, según se detalla:

- Colombia: Los costos operativos por boe aumentaron a USD 6,2 por boe en el 3T2018 comparado con los USD 5,5 por boe en el 3T2017. Los costos operativos totales aumentaron un 48% a USD 15,9 millones, debido al incremento del 29% en los volúmenes vendidos y gastos por única vez de USD 1,7 millones (o USD 0,7 por boe) asociados con costos de mantenimiento de vías y pozos debido a la excesiva lluvia fuera de temporada en el bloque Llanos 34.
- Chile: Los costos operativos disminuyeron un 29% a USD 3,7 millones en el 3T2018 de USD 5,3 millones en el 3T2017. Comparado con el 2T2018, los costos operativos disminuyeron un 23% o USD 1,1 millones de USD 4,9 millones. Las reducciones de costos en el 3T2018 se debieron a menores actividades de mantenimiento de pozo de manera provisoria (USD 0,2 millones en el 3T2017 comparado con los USD 1,1 millones en el 3T2017) y se espera que se retomen los niveles anteriores en el 4T2018. Los costos operativos por boe disminuyeron un 19% a USD 17,5 por boe en el 3T2018 de USD 21,5 en el 3T2017.
- Brasil: Los costos operativos disminuyeron un 40% a USD 1,3 millones en el 3T2018 de USD 2,2 millones en el 3T2017, debido a una devaluación del 25% de la divisa local y a los costos de mantenimiento por única vez en el bloque Manatí (no operado por GeoPark con una participación del 10%). Los costos operativos por boe disminuyeron un 40% a USD 4,9 por boe de USD 8,2 en el 3T2017.
- Argentina: Los costos operativos fueron de USD 6,3 millones en el 3T2018, relativos a la producción de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet. Los costos operativos por boe fueron de USD 30,0- un incremento del 11% comparado con los USD 26,9 en el 2T2018- como resultado de los costos asociados al proyecto de optimización de recuperación secundaria iniciado durante el 3T018 para maximizar la producción. El incremento fue parcialmente compensado por una devaluación del 36% de la divisa local.

Las regalías consolidadas aumentaron USD 13,7 millones a USD 21,1 millones en el 3T2018 comparado con el 3T2017, como resultado del aumento de volúmenes y precios.

Gastos de Venta: Los gastos de venta consolidados aumentaron USD 0,9 millones a USD 1,3 millones en el 3T2018 comparado con USD 0,3 millones en el 3T2017. Este incremento en el 3T2018 corresponde principalmente a costos de transporte e impuestos a las ventas en los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet en Argentina.

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

Gastos Administrativos: Los costos consolidados de G&A por boe descendieron un 14% a USD 3,8 por boe en el 3T2018 (en comparación con los USD 4,4 por boe en 3T2017). El total consolidado de G&A fue de USD 12,3 millones en el 3T2018 comparado con los USD 10,9 millones en el 3T2017.

Gastos Geológicos y Geofísicos: Los costos consolidados de G&G por boe aumentaron a USD 1,2 por boe en el 3T2018 (en comparación con los USD 0,3 por boe en el 3T2017). Los gastos consolidados totales de G&G aumentaron a USD 3,9 millones en el 3T2018 comparado con los USD 0,7 millones en el 3T2017, debido a un aumento en la escala de las operaciones.

EBITDA Ajustado: El EBITDA Ajustado consolidado² aumentó un 120% a USD 98,2 millones, o los USD 30,3 por boe, en el 3T2018 comparado con los USD 44,6 millones, o los USD 18,0 por boe, en el 3T2017.

- Colombia: EBITDA Ajustado de USD 92,4 millones en el 3T2018
- Chile: EBITDA Ajustado de USD 3,6 millones en el 3T2018
- Brasil: EBITDA Ajustado de USD 4,6 millones en el 3T2018
- Argentina: EBITDA Ajustado de USD 2,4 millones en el 3T2018
- Corporativo y Perú: EBITDA Ajustado de -USD 4,9 millones (negativo) en el 3T2018

La siguiente tabla muestra la producción, volúmenes vendidos y el desglose de los componentes más significativos del EBITDA Ajustado para el 3T2018 y el 3T2017, sobre una base por país y por barril:

EBITDA Ajustado/boe	Colombia		Chile		Brasil		Argentina		Total	
	3T18	3T17	3T18	3T17	3T18	3T17	3T18	3T17	3T18	3T17
Producción (boepd)	29.139	22.367	2.632	2.817	3.124	3.141	2.319	-	37.214	28.325
Variación de stock /RIK ^a	(1.383)	(935)	(304)	(158)	(245)	(254)	(23)	-	(1.955)	(1.347)
Volumen de ventas (boepd)	27.756	21.432	2.328	2.659	2.879	2.887	2.296	-	35.259	26.978
% Petróleo	99,6%	99,7%	30%	35%	2%	2%	72%	-	85%	83%
(USD por boe)										
Precio obtenido de petróleo	56,2	34,1	66,9	44,3	83,7	59,4	66,5	-	57,0	34,6
Precio obtenido de gas ^b	38,8	37,5	33,4	26,1	27,7	35,2	34,2	-	30,5	31,8
Earn-out	(2,2)	(1,3)	-	-	-	-	-	-	(2,0)	(0,9)
Precio combinado	53,9	32,7	43,6	32,4	28,6	35,6	57,5	-	51,4	33,0
Contratos de Gestión de Riesgo de Commodities Obtenidos	(1,3)	0,8	-	-	-	-	-	-	(1,1)	0,6
Costos operativos	(6,2)	(5,5)	(17,5)	(21,5)	(4,9)	(8,2)	(30,0)	-	(8,4)	(7,3)
Regalías en efectivo	(7,2)	(3,1)	(1,7)	(1,3)	(2,7)	(3,4)	(7,9)	-	(6,5)	(3,0)
Gastos de venta y otros	(0,1)	(0,1)	(0,6)	(0,6)	-	-	(3,9)	-	(0,4)	(0,1)
Netback operativo/boe	39,1	24,9	23,8	9,0	21,0	24,0	15,7	-	35,1	23,2
G&A, G&G, & otros									(4,8)	(5,2)
EBITDA Ajustado/boe									30,3	18,0

a) RIK (abreviatura en inglés para "Regalías en Especie"). Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 1.175 y 774 bopd del 3T2018 y 3T2017, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Chile, Brasil ni Argentina.

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

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.

Depreciación: Los gastos consolidados por depreciación aumentaron un 25% a USD 24,3 millones el 3T2018, comparado con los USD 19,4 millones del 3T2017, debido a mayores volúmenes. Por barril, sin embargo, los costos por depreciación disminuyeron un 4% a USD 7,5 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 3,5 millones en el 3T2018 comparado con los USD 0,2 millones en el 3T2017, principalmente debido a la perforación de acumulaciones de petróleo comercialmente no viables en Colombia.

Otros Ingresos (Gastos): Otros gastos operativos aumentaron a USD 1,2 millones en el 3T2018 comparado con los USD 0,4 millones en el 3T2017.

RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y GANANCIAS DEL PERÍODO

Gastos Financieros: Los gastos financieros netos disminuyeron a USD 8,7 millones en el 3T2018, en comparación con los USD 26,6 millones en el 3T2017. Los montos registrados en el 3T2017 incluyen los USD 17,6 millones relativos a costos por única vez de cancelación de Bonos 2020. Excluyendo estos costos, los gastos financieros del 3T2017 aumentaron a USD 9,0 millones.

Cambio de divisas: Las pérdidas netas por cambio de divisas ascendieron a USD 2,9 millones de pérdida en el 3T2018, comparado con los USD 3,2 millones de ganancia en el 3T2017, incluyendo las diferencias no cash del cambio de divisas generado de la subsidiaria de GeoPark en Brasil debido a la devaluación del *real* y su impacto sobre la deuda neta inter compañía expresada en dólares estadounidenses.

Durante el mes de octubre de 2018, la subsidiaria de GeoPark en Brasil canceló la deuda inter compañía en dólares estadounidenses, reduciendo significativamente su exposición a fluctuaciones de cambio de divisas.

Impuesto a las Ganancias: Los gastos por impuesto a las ganancias fueron de USD 29,7 millones en el 3T2018, en comparación con USD 11,6 millones en el 3T2017, en línea con ganancias operativas más altas.

Resultados: Los resultados aumentaron USD 49,8 millones a una ganancia de USD 29,7 millones en el 3T2018 comparado con los USD 19,1 millones de pérdida en el 3T2017.

BALANCE:

Efectivo y equivalentes de efectivo: El efectivo y equivalentes de efectivo totalizaron USD 152,7 millones al 30 de septiembre de 2018. El efectivo y los equivalentes de caja al cierre del ejercicio 2017 fueron de USD 134,8 millones. La diferencia refleja el efectivo generado por actividades operativas de USD 178,5 millones compensado parcialmente por efectivo utilizado en actividades de inversión de USD 139,8 millones y efectivo utilizado en actividades de financiamiento de USD 20,8 millones.

Los cash flows de actividades operativas de USD 178,5 millones son netos de USD 67,7 millones en impuestos a las ganancias en efectivo pagados durante el 2T2018, principalmente en Colombia (USD 45,5 millones de los cuales se relacionan con ganancias impositivas del año fiscal 2017 más prepagos impositivos de USD 21,0 millones, que se deducirán contra ganancias impositivas del año fiscal 2018, pagaderos en 2019). La Compañía no prevé pagar impuestos a las ganancias adicionales en efectivo durante el 4T2018.

El efectivo utilizado en actividades de inversión de USD 139,8 millones incluye gastos de capital relativos a actividades de desarrollo, avanzada y exploración por USD 90,9 millones, asignados predominantemente a Colombia y USD 48,9 millones relativos a la adquisición de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet en Argentina.

El efectivo utilizado en actividades de financiación de USD 20,8 millones fue de USD 27,6 millones para el pago de intereses y USD 8,1 millones para la distribución de dividendos por parte de nuestra unidad Colombia a LGI, con relación a su participación minoritaria no controladora, parcialmente compensado por USD 15,0 millones que corresponden al préstamo de corto plazo que vence en noviembre de 2018.

El acuerdo con LG International Corp (LGI) en Colombia permite a GeoPark ganar back up de hasta 12% en la participación social en la subsidiaria colombiana de acuerdo con el rendimiento del proyecto. Durante el 1S2018, GeoPark pagó un dividendo de USD 8,1 millones a LGI. GeoPark y LGI están actualmente implementando un mecanismo de dilución que se prevé lanzar durante el 4T2018 después del próximo pago de dividendos. Una vez realizado el mismo, GeoPark incrementaría su participación en el capital en la unidad de negocios de Colombia del 80% al 84%.

Deuda Financiera: La deuda financiera total (neto de costos de emisión) fue de USD 434,9 millones, incluyendo el Bono 2024 de USD 425 millones ("Bono 2024") emitido en septiembre 2017 y deuda de corto plazo de USD 15,8 millones.

INDICADORES FINANCIEROS^a

(USD millones)

Al finalizar el período	Deuda financiera	Efectivo y Equivalentes de Efectivo	Deuda Neta	Deuda Neta / LTM ajustado EBITDA ^b	Interés LTM 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
3T2018	434,9	152,7	282,2	0.9 veces	10.5 veces

- a) En base a los resultados financieros de los últimos 12 meses [LTM] más recientes
b) LTM ajust. Al 30 de septiembre de 2018, el EBITDA fue de USD 300,1 millones.
c) Al 30 de septiembre de 2018, los gastos de interés de LTM fueron de USD 28,7 millones.

Cláusula sobre Bono 2024: El Bono 2024 prevé *incurrence test covenants* que requieren que la deuda neta al índice de EBITDA ajustado sea menor a 3,5 veces y el EBITDA ajustado al índice de interés debería ser 2 veces mayor hasta septiembre 2019. La Compañía se encuentra en cumplimiento con todas las disposiciones y cláusulas.

CONTRATOS DE GESTIÓN DE RIESGOS DE COMMODITIES RELATIVOS AL PETRÓLEO

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

Período	Tipo	Volúmen (bopd)	Términos de contrato (USD por bbl)		
			Purchased Put	Sold Put	Sold Call
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	6.000	65,0	55,0	90,0-90,5
		Total: 14.000			
1T2019	Zero cost 3-way	4.000	60,0	50,0	97,0-97,1
	Zero cost 3-way	6.000	65,0	55,0	90,0-90,5
	Zero cost	5.000	65,0	-	92,3-92,5
		Total: 15.000			
2T2019	Zero cost 3-way	6.000	65,0	55,0	90,0-90,5
	Zero cost	5.000	65,0	-	92,3-92,5
		Total: 11.000			
3T2019	Zero cost	5.000	65,0	-	92,3-92,5
		Total: 5.000			

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

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

Colombia	3T2018	3T2017
Venta de Petróleo crudo (USD millones)	137,3	64,3
Venta de gas (USD millones)	0,4	0,2
Ingresos (USD millones)	137,7	64,5
Costos operativos y de producción ^a (USD millones)	-34,4	-17,0
EBITDA Ajustado (USD millones)	92,4	41,6
Gastos de capital ^b (USD millones)	23,2	22,5
Chile	3T2018	3T2017
Venta de Petróleo crudo (USD millones)	4,3	3,8
Venta de gas (USD millones)	5,0	4,2
Ingresos (USD millones)	9,3	7,9
Costos operativos y de producción ^a (USD millones)	-4,2	-5,6
EBITDA Ajustado (USD millones)	3,6	0,8
Inversiones en bienes de capital ^b (USD millones)	5,6	4,6
Brasil	3T2018	3T2017
Venta de Petróleo crudo (USD millones)	0,4	0,2
Venta de gas (USD millones)	7,2	9,2
Ingresos (USD millones)	7,6	9,4
Costos operativos y de producción ^a (USD millones)	-2,0	-3,1
EBITDA Ajustado (USD millones)	4,6	5,4
Inversiones en bienes de capital ^b (USD millones)	0,0	0,0
Argentina	3T2018	3T2017
Venta de Petróleo crudo (USD millones)	10,1	-
Venta de gas (USD millones)	2,0	-
Ingresos (USD millones)	12,1	-
Costos operativos y de producción ^a (USD millones)	-8,1	-
EBITDA Ajustado (USD millones)	2,4	0,4
Inversiones en bienes de capital ^b (USD millones)	3,2	2,9

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

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

(En millones de USD)

	3T2018	3T2017	9M2018	9M2017
INGRESOS				
Venta de petróleo crudo:	152,2	68,3	408,9	186,9
Venta de gas:	14,6	13,6	41,1	36,9
INGRESO TOTAL	166,8	81,9	450,0	223,8
Contratos de Gestión de Riesgo de commodities	-0,6	-8,3	-15,8	3,0
Costos operativos y de producción:	-48,7	-25,7	-127,6	-68,5
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	-3,9	-0,7	-9,9	-3,8
Gastos administrativos (G&A)	-12,3	-10,9	-37,4	-31,4
Gastos de venta:	-1,3	-0,3	-2,8	-0,9
Depreciación:	-24,3	-19,4	-68,3	-55,1
Bajas por resultados no exitosos de exploración:	-3,5	-0,2	-14,5	-4,8
Otros operativos	-1,2	-0,4	-0,6	-2,4
GANANCIA OPERATIVA	71,0	15,9	173,0	59,9
Costos financieros, neto	-8,7	-26,6	-25,9	-43,3
Pérdida por Cambio de Divisas	-2,9	3,2	-17,9	1,4
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	59,3	-7,5	129,2	18,0
Impuesto a las ganancias:	-29,7	-11,6	-69,1	-32,4
RESULTADOS (PERDIDA) PARA EL PERIODO	29,7	-19,1	60,1	-14,4
Participación no controladora	8,3	0,8	20,9	5,4
ATRIBUIBLE A PROPIETARIOS DE GEOPARK	21,4	-19,9	39,2	-19,8

ESTADO DE POSICIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO RESUMIDO

(En millones de USD)

	Sep 2018	Dic 2017
	(Sin auditar)	(Auditado)
Activos financieros		
Bienes de uso	572,4	517,4
Otros activos financieros	46,3	53,8
Total activos financieros	618,7	571,2
Activos corrientes		
Existencias	12,4	5,7
Créditos comerciales	37,6	19,5
Otros activos corrientes	45,5	54,9
Efectivo en bancos y en caja	152,7	134,8
Total del activo corriente	248,2	215,0
Total activo	866,8	786,2
Patrimonio neto		
Atribuible a propietarios de GeoPark	124,2	84,9
Participación no controladora	54,9	41,9
Total de patrimonio neto	179,1	126,8
Pasivo financiero		
Endeudamientos	419,1	418,5
Otros pasivos financieros	81,1	74,5
Total activos financieros	500,2	493,0
Pasivo corriente		
Endeudamientos	15,8	7,7
Otros pasivos corrientes	171,8	158,6
Total activos corrientes	187,6	166,3
Total pasivo	687,7	659,3
Total pasivo y patrimonio	866,8	786,2

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO RESUMIDO (SIN AUDITAR)

(En millones de USD)

	3T2018	3T2017	9M2018	9M2017
Cash flow generado por las actividades operativas	79,9	38,2	178,5	117,4
Cash flow utilizado en las actividades de inversión	-33,3	-30,9	-139,8	-80,3
Cash flow (utilizado en) de las actividades de financiación	1,2	51,4	-20,8	26,4

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

9M2018 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	233,8	7,3	13,6	3,9	-13,8	244,8
Depreciación	-32,8	-20,4	-7,9	-7,0	-0,2	-68,3
Contratos de Gestión de Riesgos de commodities no obtenidos	11,5	-	-	-	-	11,5
Bajas por resultados no exitosos de exploración:	-11,9	-0,4	-1,9	-0,4	-	-14,5
Pago basado en acciones	-0,5	-0,3	-0,1	-0,5	-2,3	-3,6
Otros	-1,2	3,0	-0,3	1,0	0,7	3,2
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	198,8	-10,8	3,5	-2,9	-15,6	173,0
Costos financieros, neto						-25,9
Cargos por cambio de divisas, neto						-17,9
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						129,2

9M2017 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	116,7	3,0	13,0	-1,3	-10,8	120,5
Depreciación:	-29,2	-18,0	-7,7	-0,1	-0,1	-55,1
Contratos de Gestión de Riesgos de commodities no obtenidos	-0,7	-	-	-	-	-0,7
Bajas por resultados no exitosos de exploración:	-1,6	-	-3,0	-0,2	-	-4,8
Pago basado en acciones/ Otros	-0,4	-0,3	-0,1	-0,3	-2,0	-3,1
Otros	4,1	0,6	-0,5	-	-1,1	3,1
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	88,8	-14,7	1,7	-1,9	-14,0	59,9
Costos financieros, neto						-43,3
Cargos por cambio de divisas, neto						1,4
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						18,0

^(a) Incluye Perú y Corporativo.

OTRAS NOTICIAS / HECHOS SUBSIGUIENTES

VENTA DE ACTIVOS NO CENTRALES EN COLOMBIA

El 2 de noviembre de 2018, GeoPark y Perenco Oil and Gas (Perenco) celebraron un contrato de compraventa mediante el cual Perenco acordó adquirir el 100% de la participación de GeoPark en los bloques La Cuerva y Yamu en Colombia por una suma total de USD 18 millones, más un pago contingente de USD 2 millones basado en los precios futuros de petróleo. El cierre de la transacción está sujeto a aprobaciones regulatorias habituales, en el primer trimestre de 2019. GeoPark continuará operando los bloques La Cuerva y Yamu hasta que se complete el proceso de cesión.

La venta de estos bloques le permitirá a GeoPark reasignar recursos a su bloque central Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%). Durante los primeros nueve meses del 2018, los bloques La Cuerva y Yamu han producido aproximadamente 1.000 bopd, representando 3% de la producción consolidada neta de petróleo y gas de GeoPark durante ese período.

INFORMACION DE TELECONFERENCIA

GeoPark realizará su teleconferencia sobre resultados financieros del Tercer Trimestre de 2018 y su transmisión por Internet (webcast) el 7 de noviembre de 2018, a las 10:00 de la mañana, hora del este.

El Director Ejecutivo (CEO), James F. Park, el Gerente Financiero (CFO), Andres Ocampo, el Director Ejecutivo de Operaciones, Augusto Zubillaga y la Shareholder Value Director, Stacy Steimel comentarán los resultados financieros de GeoPark para el 3T2018 y programa de trabajo y pautas de inversión para el 2019, 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: 5769205

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 escuchar en el webcast.

Después de concluir la llamada en vivo, se subirá un archivo de la reproducción del webcast en la sección Investor Support de la página Web de la Compañía www.geo-park.com

Para mayor información, comunicarse con:

INVERSORES:

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

Miguel Bello – Market Access Director mbello@geo-park.com
Santiago, Chile
T: +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 pagina 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
LTM	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)
Participación	"working interest" o participación

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, pero no se limitan a, 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 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 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.

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