



# GEOPARK

**PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA**

## **GEOPARK ANUNCIA LOS RESULTADOS DEL CUARTO TRIMESTRE Y RESULTADOS ANUALES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017**

### **RECORD DE AUTO FINANCIAMIENTO RESULTADOS FINANCIEROS, VALOR DE ACTIVOS, RESERVAS Y PRODUCCIÓN**

Houston, Texas – 7 de marzo 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 diciembre de 2017 (“Cuarto Trimestre” o “4T2017”) y sus resultados anuales auditados del año 2017.

Para analizar los resultados financieros del 4T2017 se realizará una conferencia telefónica el día 8 de marzo 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 del documento. Este comunicado no contiene toda la información financiera de la Compañía. Por ello, los inversores deberían leer este comunicado conjuntamente con los estados contables y las notas de los estados contables para el período finalizado el 31 de diciembre de 2017 y 2016, disponible en el sitio web de la Compañía

### **DATOS MÁS SIGNIFICATIVOS DEL CUARTO TRIMESTRE Y TOTALES DEL AÑO 2017**

**Récord de Producción de Petróleo y Gas** La producción consolidada subió un 30% a 30,654 boepd con una producción actual de 33.000 boepd.

- La producción de Colombia aumentó un 39% a 24,378 boepd.
- La producción promedio anual aumentó un 23% a 27,586 boepd.

**Récord de Reservas de Petróleo y Gas** Reservas probadas (1P) consolidadas certificadas de 97 millones de boe.

- Reservas probadas y probables (2P) consolidadas certificadas de 159,2 millones de boe.

### **Valuación de Activo de Petróleo y Gas récord - Total y Por Acción**

- El VPN-10 [Valor Presente Neto] de las reservas certificadas 1P aumentó un 38% a USD 1,5 mil millones (equivalente al NVP-10 de deuda neta ajustada de USD 18,3 por acción).
- El VPN-10 las reservas certificadas 2P aumentó un 21% a USD 2,3 mil millones (equivalente al VPN-10 de deuda neta ajustada de USD 29,2 por acción).
- El VPN-10 2P de Colombia aumentó un 38% a USD 1,4 mil millones (equivalente al VPN-10 de deuda neta ajustada de USD 15,8 por acción).

### **Récord en Inversión de Capital y Eficiencias en Costos**

- Costos de descubrimiento y desarrollo: 2P consolidado de USD 4,0 boe/ 2P Colombia de USD 2,8/ boe
- Costos operativos para todo el 2017 de USD 7,3 por boe/ Colombia USD 5,6 por boe/ Llanos 34 USD 4,3 por boe.
- Tasa de 2,2x en netback operativo/ inversiones en bienes de capital para todo el 2017.
- Programa de inversión de capital de USD 105,6 millones en 2017 generó USD 404 millones en VPN-10 2P.

### **Crecimiento del EBITDA ajustado/ Cash flow récord**

- El EBITDA ajustado aumentó más del doble, un 105% a USD 55,2 millones/ en año completo un 124% a USD 175,8 millones.

- El netback operativo aumentó un 77% a USD 69,8 millones/ en año completo un 87% a USD 228,3 millones.
- El cash flow del año completo derivado de actividades operativas aumentó un 72% a USD 142,2 millones.
- La pérdida neta se redujo a USD 3,4 millones/ pérdida neta en año completo USD 17,8 millones.

#### **Calificación Crediticia y Situación Patrimonial Fortalecida**

- Cash disponible USD 134,8 millones
- La deuda neta con el EBITDA ajustado disminuyó de 3,6x a 1,7x en el 4T2017
- Nuevo bono 2024 emitido (USD 425 millones al 6,5%) con vencimientos más amplios y costo más bajo, sobre suscrito más de cuatro veces por parte de inversores de alta calidad
- S&P mejoró la calificación crediticia de largo plazo de GeoPark a B+ con una perspectiva estable.

#### **Nuevos acres/ Proyectos adquiridos y anuncio de Nueva Alianza de Adquisición Estratégica**

- Colombia: Tiple y Zamuro; adquisición de área de alto impacto de exploración adyacente al bloque Llanos 34.
- Argentina: adquisición en producción con cash flow y bajo costo en la prolífera cuenca Neuquina con oportunidades no convencionales, de producción, desarrollo y exploración.
- ONGC Videsh + GeoPark: alianza estratégica para adquisición en América Latina.

James F. Park, Director Ejecutivo de GeoPark, expresó: "Nuestro equipo está a toda máquina. Con nuestra buena ciencia e ingeniería, hemos encontrado y producido más petróleo y gas. Con innovación y eficiencias, hemos reducido nuestros costos operativos y capital. Con cash flows orgánicos, hemos auto-financiado nuestro programa de inversión y trabajo. Con una asignación efectiva del capital, cada dólar de cada nueva inversión creó múltiplos de valor presente neto. Con el compromiso a nuestros vecinos y nuestras operaciones meticulosas, hemos operado de manera segura, limpia y sin interrupciones. Con el conocimiento regional y exploración, hemos adquirido nuevos proyectos y acres de alto impacto. Con un lugar de trabajo gratificante y motivador, estamos en condiciones de capacitar y atraer personas con talento para continuar construyendo nuestras capacidades para el futuro. Con esfuerzos para compartir de manera más amplia nuestra historia de desempeño, fuimos la primer compañía E&P en cotizar en NYSE. Nuestro equipo cuenta ahora con 15 años de trayectoria probada de crecimiento sostenido, pero sentimos que estamos alistándonos para las enormes oportunidades que se avecinan."

### **RENDIMIENTO OPERATIVO CONSOLIDADO**

Indicadores de rendimiento clave:

<b>Indicadores Clave</b>	<b>4T2017</b>	<b>3T2017</b>	<b>4T2016</b>	<b>FY2017</b>	<b>FY2016</b>
Producción de petróleo <sup>a</sup> (bopd)	25.341	23.237	18.798	22.761	16.955
Producción de gas (mcfpd)	31.876	30.528	28.770	28.950	32.634
Producción neta promedio (boepd)	30.654	28.325	23.593	27.586	22.394
Precio de petróleo Brent (USD por bbl)	61,5	52,1	51,1	54,8	45,2
Precio combinado (USD por boe)	39,7	33,0	29,3	34,6	25,2
- Petróleo (USD por bbl)	43,0	34,6	32,3	36,6	25,6
- Gas (USD por mcf)	5,2	5,3	4,6	5,3	4,5
Venta de Petróleo crudo (USD millones)	92,2	68,4	49,3	279,1	145,2
Venta de gas (USD millones)	14,1	13,6	11,0	51,0	47,5
Ingresos (USD millones)	106,3	81,9	60,3	330,1	192,7
Contratos de Gestión de Riesgo de Commodities (USD millones)	-18,4	-8,3	-2,6	-15,4	-2,6
Costos operativos y de producción <sup>b</sup> (USD millones)	-30,5	-25,7	-20,8	-99,0	-67,2
G&G, G&A <sup>c</sup> y gastos de venta (USD millones)	-14,8	-12,0	-13,2	-50,9	-48,7
EBITDA Ajustado (USD millones)	55,2	44,6	27,0	175,8	78,3
EBITDA Ajustado (USD por boe)	20,6	18,0	13,1	18,4	10,2
Netback operativo (USD por boe)	26,1	23,2	19,2	23,9	15,9

Ganancia (pérdida) (USD millones)	-3,4	-19,1	-26,0	-17,8	-60,6
Inversiones en bienes de capital - CapEx (USD millones)	25,3	30,9	15,1	105,6	39,3
Efectivo y equivalentes de efectivo (USD millones)	134,8	135,2	73,6	134,8	73,6
Deuda financiera a corto plazo (USD millones)	7,7	1,9	39,3	7,7	39,3
Deuda financiera a largo plazo (USD millones)	418,5	418,5	319,4	418,5	319,4
Deuda neta (USD millones)	291,4	285,2	285,1	291,4	285,1

- a) Incluye las regalías gubernamentales pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 881, 774 y 718 bopd del 4T2017, 3T2017 y 4T2016, 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 USD0,7, USD0,8 y USD0,5, USD3,1 y USD 1,8 millones para el 4T2017, 3T2017, 4T2016, FY2017 y FY2016 respectivamente, de pagos basados en acciones (no en efectivo) que se excluyen del cálculo del EBITDA Ajustado.

**Producción:** Crecimiento significativo del 39% de la producción de petróleo en Colombia aumentó la producción consolidada de gas y petróleo a 30.654 boepd en el 4T2017 comparado con los 23.593 boepd en el 4T2016. El aumento se atribuyó principalmente a la nueva producción de petróleo de los yacimientos Tigana/Jacana en el bloque Llanos 34 en Colombia. En base consolidada, la producción de gas aumentó un 11% comparado con el 4T2016, principalmente atribuido al aumento de la demanda industrial en Brasil.

Para más detalles, consultar la Actualización de Operaciones del 4T2017 publicada el 10 de enero de 2018.

**Referencia y precios de petróleo obtenidos:** El precio del crudo Brent promedió USD 61,5 por bbl durante el 4T2017, y el precio consolidado obtenido de las ventas de petróleo alcanzó un promedio de USD 43,0 por bbl en el 4T2017, lo que representa un aumento del 24% desde USD 34,6 por bbl en el 3T2017 y un aumento del 38% frente a los USD 31,2 por bbl en el 4T2016. 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 4,0 por bbl en el 4T2017 de USD 2,8 por bbl en el 3T2017 y USD 5,7 por bbl en el 4T2016. Los descuentos comerciales y de transporte en Colombia se redujeron a USD 14,9 por bbl en el 4T2017 de USD 15,2 por bbl en el 3T2017 y USD15,0 por bbl en el 4T2016.

La Compañía está llevando a cabo esfuerzos para continuar mejorando los precios de petróleo obtenidos, incluyendo la negociación de condiciones existentes con los off-takers, más la construcción de una línea de flujo e instalaciones relativas en el bloque Llanos 34, lo que se espera siga mejorando los descuentos comerciales y de transporte actuales.

La tabla a continuación presenta un desglose de referencia y precios netos de petróleo obtenidos en Colombia y Chile durante el 4T2017:

<b>4T2017- Precio obtenido de petróleo</b> (USD por bbl)	<b>Colombia</b>	<b>Chile</b>
Precio de petróleo Brent	61,5	61,5
Diferencial Vasconia	(4,0)	-
Descuentos comerciales y de transporte	(14,9)	(8,4)
Precio obtenido de petróleo	42,6	53,1
Peso en mix de venta de petróleo	96%	4%

**Ingresos:** Los precios y producción más alta de petróleo y gas impulsaron el aumento de reservas consolidadas un 76% a USD 106,3 millones en el 4T2017, comparado con USD 60,3 millones en el 4T2016.

**Venta de petróleo crudo:** Los ingresos consolidados del petróleo aumentaron un 87% a USD 92,2 millones en el 4T2017, impulsados principalmente por un aumento del 35% en los volúmenes de ventas de petróleo y un aumento del 38% en los precios del petróleo obtenidos. Los ingresos de petróleo representaron el 87% de los ingresos totales, en comparación con el 82% del 4T2016.

- Colombia: En el 4T2017, los ingresos de petróleo se incrementaron en un 98% a USD 87,5 millones debido principalmente al aumento de los volúmenes de ventas y a mayores precios obtenidos. Los volúmenes de ventas de petróleo aumentaron un 40% a 23.283 bopd. Los precios del petróleo obtenidos se incrementaron un 40% a USD 42,6 por bbl, en línea con mayores precios del Brent y un menor descuento del Vasconia. Los pagos earn-out de Colombia (deducidos de los ingresos petroleros de ese país) aumentaron a USD 3,7 millones en el 4T2017, comparado con USD2,3 millones en el 4T2016, en línea con los mayores ingresos petroleros y el aumento de la producción.
- Chile: En el 4T2017, los ingresos de petróleo descendieron un 11% a USD4,4 millones debido menores volúmenes de ventas parcialmente compensados por mayores precios obtenidos. Los volúmenes de ventas de petróleo descendieron un 31% a 902 bopd y los precios de petróleo obtenidos se incrementaron en un 28% a USD 53,1 dólares por barril, en línea con los mayores precios del Brent.

Venta de gas: Los ingresos consolidados por gas aumentaron un 28% a USD14,1 millones el 4T2017, comparado con los USD11,0 millones del 4T2016, debido a un 15% de precios de gas realizados y 11% de volúmenes de venta de gas más altos.

- Chile: En el 4T2017, los ingresos de gas aumentaron un 6% a USD4,4 millones debido a precios de gas mayores, parcialmente compensados por menores volúmenes de venta de gas. Los precios del gas aumentaron un 24% a USD 4,5 por mcf (USD27,1 por boe) en el 4T2017, debido a incremento de precios de metanol. Los volúmenes de ventas de gas descendieron un 15% a 10.630 mcfpd (1.772 boepd).
- Brasil: En el 4T2017, los ingresos por gas aumentaron un 42% a USD9,4 millones debido a los mayores precios obtenidos y volúmenes de ventas. Los precios del gas, netos de impuestos, aumentaron un 8% a USD5,7 por mcf (USD34,0 por boe) debido al ajuste anual de la inflación de precios del gas de aproximadamente un 7%, vigente en enero de 2017. Los volúmenes de ventas de gas aumentaron un 31% a 18.000 mcfpd (3.000 boepd), debido principalmente al mayor consumo de gas por parte de los usuarios industriales brasileños.

**Contratos de Gestión de Riesgo de commodities:** Los contratos de gestión de riesgo de commodities consolidados registraron una pérdida realizada de USD 5,8 millones en el 4T2017, totalizando pérdidas obtenidas de USD 2,1 millones en todo el 2017 (USD 3,8 millones de ganancias en cash fueron registradas y cobradas durante los primeros nueve meses de 2017). Las pérdidas en cash no obtenidas ascendieron a USD 12,6 millones en el 4T2017 comparado con USD 3,1 millones en pérdida en el 4T2016 como resultado del significativo incremento de la curva de precio del petróleo Brent futuro. La compañía utiliza los contratos de gestión de riesgo para minimizar el impacto de las fluctuaciones del precio del petróleo en el programa de auto-financiamiento de la Compañía.

**Costos operativos y de producción<sup>[1]</sup>:** Los costos operativos consolidados por barril descendieron un 9% a USD7,3 por boe en el 4T2017 de USD8,1 por boe en el 4T2016. Seguido del incremento del 30% en los volúmenes de venta de petróleo y gas, los costos operativos totales aumentaron USD 3,0 millones a USD 19,6 millones. Las regalías consolidadas aumentaron USD 6,8 millones a USD 10,7 millones en el 4T2017, principalmente debido a que el yacimiento Jacana en el bloque Llanos 34 acumuló más de cinco millones de barriles de producción que disparó el cuadro de regalías de "precio alto" de Colombia desde el 2T2017, y en menor medida, debido al incremento de volúmenes y mayores precios realizados.

La siguiente tabla muestra los costos operativos y de producción por país:

- Colombia: Los costos operativos por boe permanecieron en USD 6,1 por boe en el 4T2017 y 4T2016 debido a:
  - Aumento significativo en volúmenes vendidos, 40% comparado con el año anterior, lo que produjo un aumento general en los costos operativos en un 40% a USD 13,1 millones en el 4T2017 de USD 9,3 millones en 4T2016.
  - Costos incrementales relativos a la re-apertura de yacimientos de petróleo maduros cerrados temporariamente en el 4T2016 que tienen mayores costos operativos por barril comparado con el bloque Llanos 34.
- Chile: Los costos operativos disminuyeron un 6% a USD5,2 millones el 4T2017, comparado con los USD5,6 millones del 4T2016, principalmente motivado por volúmenes menores vendidos (-21%). Como resultado de los volúmenes menores, los costos operativos por boe aumentaron un 18% a USD 21,3.

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

- Brasil: Los costos operativos disminuyeron un 45% a USD 1,0 millones en el 4T2017 de USD 1,7 millones en el 4T2016, debido a la recuperación de costos de mantenimiento por única vez en Manati afrontados durante los trimestres anteriores. Los costos operativos por boe disminuyeron a USD 3,4 por boe de USD 8,0 en el 4T2016.

**Gastos de comercialización:** Los gastos de ventas consolidados disminuyeron a USD0,3 millones en el 4T2017 comparado con USD0,6 millones en el 4T2016.

**Gastos administrativos, geológicos y geofísicos:** Los gastos consolidados de G&A y G&G aumentaron un 15% a USD 14,5 millones en el 4T2017 comparado con USD 12,6 millones en el 4T2016 debido principalmente a costos de staff más altos resultado de una escala mayor de operaciones. Los costos consolidados de G&A y G&G por boe descendieron 13% a USD 5,5 por boe en el 4T2017 (vs. USD 6,1 por boe en 4T2016).

**EBITDA Ajustado:** El EBITDA ajustado consolidado de USD 55,2 millones superó por más del doble al valor de USD 27,0 millones del 4T2016. Esto equivale a USD 20,6 por barril y fue impulsado por la combinación de aumento de la producción y precios realizados más altos de petróleo y gas.

- Colombia: EBITDA ajustado de USD 51,6 millones en el 4T2017 (+95% vs. 4T2016)
- Chile: EBITDA ajustado de USD 1,1 millones en el 4T2017 (+75% vs. 4T2016)
- Brasil: EBITDA ajustado de USD 7,2 millones en el 4T2017 (+116% vs. 4T2016)
- Corporativo, Argentina y Perú: EBITDA Ajustado de -USD 4,7 millones (negativo) en el 4T2017

La siguiente tabla muestra la producción, volúmenes vendidos y el desglose de los componentes más significativos del EBITDA Ajustado para el 4T2017 y el 4T2016, sobre una base por país y por barril:

EBITDA Ajustado/boe	Colombia		Chile		Brasil		Total	
	4T17	4T16	4T17	4T16	4T17	4T16	4T17 <sup>c</sup>	4T16
Producción (boepd)	24.378	17.535	2.932	3.523	3.328	2.535	30.654	23.593
Variación de stock /RIK <sup>a</sup>	(1.004)	(878)	(258)	(151)	(285)	(206)	(1.593)	(1.235)
Volumen de ventas (boepd)	23.374	16.657	2.674	3.372	3.043	2.329	29.091	22.358
% Petróleo	99,6%	100%	34%	39%	1%	1%	83%	80%
<b>(USD por boe)</b>								
Precio obtenido de petróleo	42,6	30,4	53,1	41,4	68,0	54,7	43,0	32,3
Precio obtenido de gas <sup>b</sup>	30,8	-	27,1	21,9	34,0	31,4	31,4	27,3
Earn-out	(1,8)	(1,4)	-	-	-	-	(1,4)	(1,1)
<b>Precio combinado</b>	<b>40,8</b>	<b>29,0</b>	<b>35,9</b>	<b>29,4</b>	<b>34,5</b>	<b>31,7</b>	<b>39,7</b>	<b>29,3</b>
Contratos de Gestión de Riesgo de commodities	(2,7)	-	-	-	-	-	(2,2)	-
Costos operativos	(6,1)	(6,1)	(21,3)	(18,0)	(3,4)	(8,0)	(7,3)	(8,1)
Regalías en efectivo	(4,4)	(1,9)	(1,4)	(1,2)	(3,3)	(2,6)	(4,0)	(1,9)
Gastos de venta y otros	0,0	0,2	(0,7)	(1,0)	-	-	(0,1)	(0,3)
<b>Netback operativo/boe</b>	<b>27,6</b>	<b>21,1</b>	<b>12,4</b>	<b>9,2</b>	<b>27,8</b>	<b>21,0</b>	<b>26,1</b>	<b>19,2</b>
G&A, G&G							(5,5)	(6,1)
<b>EBITDA Ajustado/boe</b>							<b>20,6</b>	<b>13,1</b>

a) RIK (Regalías en Especie). Incluye las regalías gubernamentales pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 881 y 718 bopd del 4T2017 y 4T2016, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Chile ni en Brasil.

b) Tasa de conversión de mcf/boe=1/6

c) El monto total incluye 16 bopd de producción de petróleo del bloque CN-V en Argentina.

**Depreciación:** La depreciación consolidada aumentó un 17% a USD19,8 millones el 4T2017, comparado con los USD16,9 millones del 4T2016, principalmente motivado por volúmenes mayores vendidos. Por barril, los

costos por depreciación fueron menores dados los éxitos de perforación y aumento de reservas. Los costos por depreciación por boe bajaron un 10% a USD7,4 por boe.

**Bajas por resultados no exitosos de exploración:** La baja consolidada por resultados no exitosos de exploración fue de USD1,1 millón en el 4T2017, comparado con USD17,7 millones en el 4T2016. Los importes registrados en el 4T2017 corresponden principalmente a esfuerzos de exploración no exitosos en los bloques no operados de Puelen y Sierra del Nevado en Argentina.

**Desvalorización de Activos No- Financieros:** La desvalorización no-cash consolidada de activos no-financieros fue de cero en el 4T2017 comparado con una ganancia de USD 5,7 millones en el 4T2016 (recuperación no-cash de USD 5,7 en Colombia)

**Otros gastos:** Otros gastos operativos fueron de USD2,7 millones en el 4T2017 comparado con USD0,9 millones en el 4T2016.

## **RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y GANANCIAS DEL PERIODO**

**Costos financieros netos:** Los costos financieros netos disminuyeron 7% a USD 8,2 millones en el 4T2017, comparado con USD 8,9 millones en el 4T2016, principalmente por menores cargos bancarios y otros resultados financieros.

**Cambio de divisas:** Los cargos netos por cambio de divisas totalizaron una pérdida de USD 3,6 millones en el 4T2017 y pérdida de USD 1,4 millones en el 4T2016, debido a la devaluación del Real Brasileiro por sobre la deuda neta en Dólar Estadounidense, incurrida a nivel local, donde el Real es la divisa funcional.

**Impuesto a las ganancias:** Los impuestos a las ganancias ascendieron a USD10,7 millones en el 4T2017, en comparación con USD9,7 millones en el 4T2016, en línea con las ganancias imponibles más altas en el 4T2017.

**Ingreso neto:** Las pérdidas netas alcanzaron USD3,4 millones en el 4T2017, en comparación con USD26,0 millones en el 4T2016. La pérdida neta en el 4T2017 resultó de gastos de cobertura no realizados.

## **BALANCE:**

**Efectivo y equivalentes de efectivo:** Efectivo y equivalentes de efectivo totalizaron USD134,8 millones al 31 de diciembre de 2017 comparado con USD 73,6 millones del año anterior. La diferencia refleja el efectivo generado por actividades operativas de USD 142,2 millones y efectivo de actividades de financiamiento de USD24,0 millones, compensado parcialmente por efectivo utilizado en actividades de inversión de USD105,6 millones.

El efectivo generado por actividades de operación de USD 142,2 millones es neto de un adelanto de USD 15,6 pagado en diciembre de 2017 a Pluspetrol, como depósito en garantía a raíz de la adquisición recientemente anunciada de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet en la cuenca neuquina en Argentina, cuyo cierre se espera para marzo de 2018.

El efectivo derivado de las actividades financieras de USD24,0 millones incluye las ganancias netas de la emisión de Bonos 2024 de USD418,3 millones, compensado por: (i) capital pagado de USD355,0 millones relativo al pago de Bonos 2020 y la pre-cancelación del préstamo Itaú, (ii) costos de cancelación de USD12,3 y (iii) pagos de intereses por USD27,7 millones.

El efectivo utilizado en actividades de inversión de USD 105,6 millones (76% asignado a Colombia) incluye gastos de capital relativos a actividades de desarrollo, evaluación y exploración llevadas a cabo en 2017 que permiten el aumento de reservas de GeoPark con bajos costos de descubrimiento y desarrollo de USD 3,6/ boe para las reservas 1P y USD 4,0/ boe para las 2P (ó USD 2,4/ boe y USD 2,8/ boe para las reservas 1P y 2P, respectivamente, en Colombia).

**Deuda financiera:** La deuda financiera total (neto de costos de emisión) ascendió a USD426,2 millones, incluyendo el Bono 2024 de USD425 millones emitido en septiembre 2017. Al 31 de diciembre de 2017, la deuda a corto plazo alcanzó los USD7,7 millones.

## **INDICADORES FINANCIEROS<sup>a</sup>**

(USD millones)

Al finalizar el período	Deuda financiera	Efectivo y equivalentes de efectivo	Deuda Neta	Deuda Neta / LTM ajustado EBITDA	Interés LTM Cobertura
4T2016	358,7	73,6	285,1	3.6x	2.7x
1T2017	341,7	70,3	271,4	2.6x	3.4x
2T2017	346,3	77,0	269,3	2.2x	4.1x
3T2017	420,4	135,2	285,2	1.9x	5.3x
4T2017	426,2	134,8	291,4	1.7x	6.3x

a) En base a los resultados financieros de los últimos 12 meses

**Emisión de Bono 2024:** Durante septiembre 2017, la Compañía emitió exitosamente un bono por USD 425 millones ("Bono 2024"). El Bono 2024 pagará un cupón de 6,50% anual. Los fondos se utilizaron para pagar la deuda financiera, para brindar flexibilidad financiera y para fines generales corporativos.

El contrato que regula 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. El incumplimiento de las *incurrence test covenants* 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	Volúmen (bopd)	Términos de contrato (USD por bbl)		
			Purchased Put	Sold Put	Sold Call
1T2018	Zero cost collar	9.000	50,0-52,0	-	54,9-60,0
	Zero cost 3-way	2.000	52,0	42,0	59,5-59,6
	Zero cost 3-way	2.000	53,0	43,0	64,6
		Total: 13.000			
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
		Total: 10.000			
3Q2018	Zero cost 3-way	5.000	53,0	43,0	69,0
	Total: 5.000				

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 8 de los estados financieros consolidados de GeoPark para el año finalizado el 31 de diciembre de 2017, disponible en la página web de la compañía.

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

<b>Colombia</b>	<b>4T2017</b>	<b>4T2016</b>
Venta de Petróleo crudo (USD millones)	87,5	44,2
Venta de gas (USD millones)	0,2	0,2
Ingresos (USD millones)	87,7	44,4
Costos operativos y de producción <sup>a</sup> (USD millones)	-22,6	-12,5
EBITDA Ajustado (USD millones)	51,6	26,5
Inversiones en bienes de capital <sup>b</sup> (USD millones)	19,4	11,5
<b>Chile</b>	<b>4T2017</b>	<b>4T2016</b>
Venta de Petróleo crudo (USD millones)	4,4	5,0
Venta de gas (USD millones)	4,4	4,2
Ingresos (USD millones)	8,8	9,1
Costos operativos y de producción <sup>a</sup> (USD millones)	-5,6	-6,0
EBITDA Ajustado (USD millones)	1,1	0,6
Inversiones en bienes de capital <sup>b</sup> (USD millones)	1,4	1,0
<b>Brasil</b>	<b>4Q2017</b>	<b>4T2016</b>
Venta de Petróleo crudo (USD millones)	0,3	0,2
Venta de gas (USD millones)	9,4	6,6
Ingresos (USD millones)	9,7	6,8
Costos operativos y de producción <sup>a</sup> (USD millones)	-1,9	-2,3
EBITDA Ajustado (USD millones)	7,2	3,3
Inversiones en bienes de capital <sup>b</sup> (USD millones)	0,5	2,0

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 en menor medida en Perú.



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

(En millones de USD)

	<b>4T2017</b>	<b>4T2016</b>	<b>FY2017</b>	<b>FY2016</b>
<b>INGRESOS</b>				
Venta de petróleo crudo	92,2	49,3	279,1	145,2
Venta de gas	14,1	11,0	51,0	47,5
<b>INGRESO TOTAL</b>	<b>106,3</b>	<b>60,3</b>	<b>330,1</b>	<b>192,7</b>
Contratos de Gestión de Riesgo de commodities	-18,4	-2,6	-15,4	-2,6
Costos operativos y de producción	-30,5	-20,8	-99,0	-67,2
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	-3,9	-2,7	-7,7	-10,3
Gastos administrativos (G&A)	-10,6	-10,0	-42,1	-34,2
Gastos de comercialización	-0,3	-0,6	-1,1	-4,2
Depreciación	-19,8	-16,9	-74,9	-75,8
Bajas por resultados no exitosos de exploración	-1,1	-17,7	-5,8	-31,4
Desvalorización para activos no financieros	-	5,7	-	5,7
Otros operativos	-2,7	-0,9	-5,1	-1,3
<b>GANANCIA OPERATIVA (PÉRDIDA)</b>	<b>19,1</b>	<b>-6,1</b>	<b>79,0</b>	<b>-28,6</b>
Costos financieros, neto	-8,2	-8,9	-51,5	-34,1
Resultados por Cambio de Divisas	-3,6	-1,4	-2,2	13,9
<b>RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS</b>	<b>7,3</b>	<b>-16,3</b>	<b>25,3</b>	<b>-48,8</b>
Impuesto a las ganancias	-10,7	-9,7	-43,1	-11,8
<b>RESULTADOS PARA EL PERIODO</b>	<b>-3,4</b>	<b>-26,0</b>	<b>-17,8</b>	<b>-60,6</b>
Participación no controladora	1,1	-5,6	6,4	-11,6
<b>ATRIBUIBLE A PROPIETARIOS DE GEOPARK</b>	<b>-4,5</b>	<b>-20,4</b>	<b>-24,2</b>	<b>-49,1</b>

## ESTADO DE POSICIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO RESUMIDO

(En millones de USD)	<b>Dic 2017</b>	<b>Dic 2016</b>
	<b>(Auditado)</b>	<b>(Auditado)</b>
<b>Activos financieros</b>		
Bienes de uso	517,4	473,6
Otros activos financieros	53,8	45,7
<b>Total activos financieros</b>	<b>571,2</b>	<b>519,3</b>
<b>Activos corrientes</b>		
Existencias	5,7	3,5
Créditos comerciales	19,5	18,4
Otros activos corrientes	54,9	25,7
Efectivo en bancos y en caja	134,8	73,6
<b>Total del activo corriente</b>	<b>215,0</b>	<b>121,2</b>
<b>Total activo</b>	<b>786,2</b>	<b>640,5</b>
<b>Patrimonio neto</b>		
Atribuible a propietarios de GeoPark	84,9	105,8
Participación no controladora	41,9	35,8
<b>Total de patrimonio neto</b>	<b>126,8</b>	<b>141,6</b>
<b>Pasivo financiero</b>		
Endeudamientos	418,5	319,4
Otros pasivos financieros	74,5	80,0
<b>Total activos financieros</b>	<b>493,0</b>	<b>399,4</b>
<b>Pasivo corriente</b>		
Endeudamientos	7,7	39,3
Otros pasivos corrientes	158,6	60,2
<b>Total activos corrientes</b>	<b>166,3</b>	<b>99,5</b>
<b>Total pasivo</b>	<b>659,3</b>	<b>498,9</b>
<b>Total pasivo y patrimonio</b>	<b>786,2</b>	<b>640,5</b>

## ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO RESUMIDO

(En millones de USD)	<b>Dic 2017</b>	<b>Dic 2016</b>
Flujo de efectivo generado por las actividades operativas	142,2	82,9
Flujo de efectivo utilizado en las actividades de inversión	-105,6	-39,3
Flujo de efectivo (utilizado en) de las actividades financieras	24,0	-51,1

## RECONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO A LOS RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANACIAS

<b>2017 (en millones de USD)</b>	<b>Colombia</b>	<b>Chile</b>	<b>Brasil</b>	<b>Otros</b>	<b>Total</b>
<b>EBITDA Ajustado</b>	168,3	4,1	20,2	-16,8	<b>175,8</b>
Depreciación	-40,0	-23,7	-10,8	-0,4	-74,9
Contratos de Gestión de Riesgo de commodities	-13,3	-	-	-	-13,3
Desvalorización	-	-	-	-	-
Bajas por resultados no exitosos de exploración	-1,6	-0,5	-3,0	-0,7	-5,8
Pago basado en acciones/ Otros	2,9	0,4	-2,0	-4,1	-2,8
<b>RESULTADOS OPERATIVOS</b>	<b>116,3</b>	<b>-19,7</b>	<b>4,4</b>	<b>-22,0</b>	<b>79,0</b>
Costos financieros, neto					-51,5
Cargos por cambio de divisas, neto					-2,2
<b>RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANACIAS</b>					<b>25,3</b>
<b>2016 (en millones de USD)</b>	<b>Colombia</b>	<b>Chile</b>	<b>Brasil</b>	<b>Otros</b>	<b>Total</b>
<b>EBITDA Ajustado</b>	66,9	5,1	17,5	-11,2	<b>78,3</b>
Depreciación	-31,1	-31,3	-13,0	-0,3	-75,8
Contratos de Gestión de Riesgo de commodities	-3,1	-	-	-	-3,1
Desvalorización	5,7	-	-	-	5,7
Bajas por resultados no exitosos de exploración	-7,4	-19,4	-4,6	-	-31,4
Pago basado en acciones/ Otros	0,5	0,6	-0,5	-3,0	-2,4
<b>RESULTADOS OPERATIVOS</b>	<b>31,5</b>	<b>-45,0</b>	<b>-0,6</b>	<b>-14,5</b>	<b>-28,6</b>
Costos financieros, neto					-34,1
Cargos por cambio de divisas, neto					13,9
<b>RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANACIAS</b>					<b>-48,8</b>

### OTRAS NOTICIAS / HECHOS RECIENTES

#### RESUMEN DE RESERVAS PARA EL AÑO 2017

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

Seguido a la producción de petróleo y gas de 10,2 mmmboe en el 2017, D&M certificó reservas 2P por 159,2 mmmboe al finalizar el 2017, siguiendo un 261% de Reemplazo de Reservas con una valuación VPN de USD 2,3 mil millones.

- Reservas PDP: Las reservas probadas, desarrolladas, produciendo (PDP) se incrementaron un 47% a USD 28,5 mmmboe, con un índice de reemplazo de reserva (RRI) de 189%. El VPN-10 de las PDP aumentó un 74% a USD 491 millones.
- Reservas 1P: Las reservas netas 1P aumentaron un 24% a 97,0 mmmboe, con un índice de vida de las reservas 1P (RLI) de 9,5 años y un RRI 1P de 284%. El VPN-10 de las reservas 1P aumentó un 39% más (USD 430 millones) a USD 1,5 mil millones.

- Reservas 2P: Las reservas netas 2P aumentaron un 11% a 159,2 mmboc, con un RLI 2P de 15,6 años y un RRI 2P de 261%. El VPN-10 de las reservas 2P aumentó un 21% (USD 404 millones) a USD 2,3 mil millones.
- Los costos de descubrimiento y desarrollo (costos F&D) para el año 2017 fueron de USD 3,6 por boc para las reservas 1P y USD 4,0 por boc para las reservas 2P.
- Colombia: Las reservas netas PDP se incrementaron un 89% a USD 21,6 mmboc, las reservas netas 1P un 64% a 66,1 mmboc y las reservas netas 2P un 31% a 88,2 mmboc. Los costos F&D fueron de USD 2,4 por boc para las reservas 1P y USD 2,8 por boc para las reservas 2P.

Para más detalles, consultar el Comunicado de Reservas publicado el 5 de febrero de 2018.

## **INFORMACION DE TELECONFERENCIA**

GeoPark realizará su teleconferencia sobre resultados financieros del cuarto trimestre de 2017 y su transmisión por Internet (webcast) el jueves 8 de marzo de 2018, a las 10:00 de la mañana, hora de verano del este.

El Gerente General, James F. Park y el Gerente de Finanzas, Andrés Ocampo discutirán los resultados financieros de GeoPark para el 4Q2017, y habrá una sesión de preguntas y respuestas inmediatamente después de dicha presentación.

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: 6197567

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 la webcast.

Después de concluir la llamada en vivo, se subirá un archivo de la reproducción de la webcast en la sección Investor Support de la página Web de la Compañía [www.geo-park.com](http://www.geo-park.com)

### **Para mayor información, comunicarse con:**

#### **INVERSORES:**

Stacy Steimel – Shareholder Value Director [ssteimel@geo-park.com](mailto:ssteimel@geo-park.com)  
 Santiago, Chile

#### **MEDIOS:**

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

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

Se puede visitar la página de GeoPark en [www.geo-park.com](http://www.geo-park.com)

## GLOSARIO

<b>EBITDA Ajustado</b>	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.
<b>EBITDA Ajustado por boe</b>	EBITDA ajustado dividido por el total de los volúmenes de ventas de boe.
<b>bbl</b>	Barril
<b>boe</b>	Barriles de petróleo equivalente
<b>boepd</b>	Barriles de petróleo equivalente por día
<b>bopd</b>	Barriles de petróleo por día
<b>CEOP</b>	Contrato Especial de Operación Petrolera
<b>D&amp;M</b>	DeGolyer and MacNaughton
<b>Costos F&amp;D</b>	Los costos de investigación y desarrollo, calculados como gastos de capital en 2016 divididos por las adiciones de reservas netas aplicables antes de los cambios en el Capital de Desarrollo Futuro
<b>Regalía por "precio alto"</b>	Una regalía adicional incurrida en Colombia cuando cada yacimiento de petróleo excede 5 mmbbl de producción acumulada y determinada por una combinación de gravedad API y los precios del petróleo WTI
<b>mboe</b>	miles de barriles de petróleo equivalente
<b>Mmbo</b>	millones de barriles de petróleo
<b>Mmboe</b>	millones de barriles de petróleo equivalente
<b>(mcfpd)</b>	miles de pies cúbicos por día
<b>Mmcfpd</b>	millones de pies cúbicos por día
<b>Mm<sup>3</sup>/día</b>	miles de metros cúbicos por día
<b>VPN10</b>	Valor presente de ingresos futuros estimados de petróleo y gas, neto de gastos directos estimados, descontado en una tasa anual del 10%.
<b>Netback operativo por boe</b>	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.
<b>PRMS</b>	Petroleum Resources Management System (sistema de gestión de recursos de petróleo)
<b>SPE</b>	Society of Petroleum Engineers (Sociedad de Ingenieros en Petróleo)
<b>SQ KM</b>	Kilómetros cuadrados

## Participación

"working interest" o participación

### AVISO

Para mayor información sobre GeoPark, visitar la sección "Apoyo al Inversor" del sitio web [www.geo-park.com](http://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** 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.