



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK REPORTA LOS RESULTADOS DEL CUARTO TRIMESTRE Y RESULTADOS ANUALES DEL 2019

RÉCORD DE PRODUCCIÓN, RESERVAS, INGRESOS, EBITDA AJUSTADO Y VALOR DEL ACTIVO NETO

NUEVAS ADQUISICIONES ESTRATÉGICAS AGREGARON MÁS DE 1 MILLÓN DE ACRES ALREDEDOR DEL BLOQUE LLANOS 34 Y ENTRADA A LA CUENCA PUTUMAYO

Bogotá, Colombia- miércoles, 4 de marzo de 2020 - 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, Chile y Ecuador informa hoy sus resultados financieros consolidados correspondientes al trimestre (en adelante denominado "Cuarto Trimestre" o "4T2019") y los resultados anuales del 2019. Para analizar los resultados financieros del 4T2019 y resultados anuales se realizará una conferencia telefónica el 5 de marzo de 2020 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. El presente comunicado no contiene toda la información financiera de la Compañía y debería leerse juntamente con los estados contables y las notas de los estados contables de GeoPark para el año finalizado el 31 de diciembre de 2019 disponible en el sitio web de la Compañía.

DATOS MÁS SIGNIFICATIVOS DEL CUARTO TRIMESTRE Y TOTALES DEL AÑO 2019

Récord de producción de petróleo y gas

- La producción consolidada de petróleo y gas aumentó un 8% a 41.786 boepd, 10% ajustado por los bloques vendidos¹ (5% más alta en comparación con el 3T2019).
- La producción en Colombia aumentó un 9% alcanzando los 33,311 boepd, un 12% de incremento ajustado por la venta de los bloques.
- La producción en Chile aumentó un 17% a 3.292 boepd.
- La producción promedio anual total del 2019 fue de 40.046 boepd, 11% más alta que los niveles anuales promedio de 2018, o 13% más alto ajustado por los bloques vendidos.

Récord de reservas de petróleo y gas²

- Reservas desarrolladas probadas de 52,4 mmboe, reservas 1P de 130,6 mmboe, reservas 2P de 197,3 mmboe y reservas 3P de 351,3 mmboe.
- Índice de vida de reservas (RLI) 1P y 2P de 8,9 y 13,5 años.

Valor de Activo Neto²

- El VPN10 de reservas 1P y 2P aumentó un 11% y 3% respectivamente, a pesar de pronóstico de precios menor.
- VPN10 de reservas 1P de USD 2,0 mil millones, equivalente al VPN10 de deuda neta ajustada de USD 28,4 por acción.
- VPN10 de reservas 2P de USD 2,8 mil millones, equivalente al VPN10 de deuda neta ajustada de USD 42,5 por acción.

Récord en ingresos y EBITDA Ajustado

- Ingresos del 4T2019 de USD 158,1 millones / récord de ingresos del año de USD 628,9 millones.

¹ Bloques La Cuerva y Yamú vendidos el 1 de julio de 2019.

² Excluyendo reservas de Amerisur. Por favor, remitirse a la Certificación de Reservas 2019 publicada el 10 de febrero de 2020.

- EBITDA Ajustado del 4T2019 de USD 85,7 millones, incluyendo gastos no recurrentes de G&A de USD 5,8 millones relativos a la adquisición de Amerisur Resources (“Amerisur”) / EBITDA Ajustado récord del año de USD 363,3 millones.
- Flujo de caja de actividades de operación del 4T2019 de USD 78,6 millones/ flujo de caja de actividades de operación del año de USD 235,4 millones.
- Flujo de caja libre del 4T2019³ de USD 40,4 millones/ Flujo de caja libre del año de USD 109,0 millones.

Récord de capital y rentabilidad

- El programa de inversión de capital 2019 de USD 126,3 millones generó un EBITDA Ajustado récord de USD 363,3 millones.
- Costos imbatibles en la industria de descubrimiento y desarrollo (F&D) de USD 4,5/boe para las reservas 2P, y USD 2,6/boe para las reservas 2P en Colombia.
- Los costos operativos consolidados disminuyeron un 14% a USD 7,2 por boe.
- Menores costos de transporte en Colombia mejoraron los netbacks operativos en USD 3,3 por bbl.

Sólido balance y financiamiento de bajo costo

- USD 112,2 millones de efectivo y equivalentes de efectivo.
- Deuda neta sobre EBITDA Ajustado de 0,9x.
- Emisión de bono por USD 350 millones, al 5,5% con vencimiento en 2027 para la adquisición de Amerisur, el precio más bajo alcanzado por una compañía con calificación B en Latinoamérica.

Expansión récord en acres y nuevos proyectos

- Ingreso a Ecuador con 2 bloques en la cuenca Oriente, adyacentes a yacimientos en producción e infraestructura existente.
- Expansión significativa en posición alrededor del bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%) en alianza con Hocol (100% subsidiaria de Ecopetrol).
- Cierre de la adquisición de Amerisur en enero de 2020, agregando crecimiento de reservas, producción y flujo de caja, un gran inventario de nuevas oportunidades de exploración y alianzas estratégicas con ONGC (la compañía petrolera estatal de India) y Oxy (Occidental Petroleum).

Creación y retorno de valor a los accionistas

- El Directorio de GeoPark declaró un dividendo trimestral en efectivo de USD 0,0413 por acción, a ser pagado el 8 de abril de 2020, a los accionistas existentes al cierre de operaciones el 25 de marzo de 2020.
- Se completó el programa de recompra de acciones 2019 con la adquisición de 4.464.237 acciones (7% de las acciones totales en circulación) por USD 73,1 millones, ejecutando, al mismo tiempo, programas de trabajo de crecimiento autofinanciados.
- Se renovó el programa de recompra de acciones en febrero 2020 para la recompra de hasta el 10% de las acciones en circulación.
- El Directorio de GeoPark declaró un dividendo especial de 0,004 acciones por acción a ser pagado el 11 de marzo de 2020 a los accionistas existentes al cierre de operaciones el 25 de febrero de 2020.
- Compañía independiente de E&P de petróleo y gas, con el mejor rendimiento en el NYSE entre 2017 y 2019.

James F. Park, Director Ejecutivo de GeoPark, expresó: “Felicitaciones y gracias a nuestro equipo por entregarnos nuestro 17º año de crecimiento continuo -con nuevos récords operacionales, financieros y de expansión- demostrando una vez más que GeoPark está siguiendo el plan correcto para este momento de nuestra industria, con la combinación correcta de competencias y en la región correcta. Nuestro consistente desempeño es el resultado de un intenso foco en los aspectos fundamentales de nuestro negocio: ser creativos para encontrar petróleo en el subsuelo, ser el operador con los menores costos, el más seguro y el más limpio, y ser un comprador juicioso de nuevos proyectos que siguen prolongando nuestra ruta de crecimiento. Y el carácter y la calidad del crecimiento de GeoPark es el gran diferenciador: comenzando con la fortaleza de nuestro desempeño financiero con rendimientos en capital y eficiencias de costos que son superiores a los de la industria, seguido por nuestra capacidad para entregar valor a nuestros accionistas con la combinación de un programa de recompra, la entrega de dividendos y un estelar desempeño de nuestra acción.

El 2020 empezó a toda marcha con el cierre de la promisoría adquisición de Amerisur (si bien ninguno de estos nuevos activos, producción o flujo de caja está incluido aún en nuestros resultados de 2019) y un exitoso bono

³ El flujo de efectivo libre se define como flujo de caja de las actividades de operación menos el efectivo utilizado en actividades de inversión. El flujo de caja libre es una medida fuera de los PCGA [GAAP en inglés]. Ver definición y conciliación más abajo.

cuya demanda superó ampliamente la oferta, y el cual cerró a la tasa histórica más baja para una compañía con calificación B en Latinoamérica. Con la reciente caída del mercado del petróleo, GeoPark se está alistando para enfrentar esa volatilidad con abundantes instrumentos y mecanismos de manejo de riesgos que están a su disposición. Una ampliamente probada fortaleza de GeoPark es nuestra resiliencia y nuestra capacidad para continuar entregando resultados en medio de crisis de cualquier magnitud”.

RENDIMIENTO OPERATIVO CONSOLIDADO

Indicadores de rendimiento clave:

Indicadores Clave	4T2019	3T2019	4T2018	FY2019	FY2018
Producción de petróleo ^a (bopd)	35.456	33.693	32.859	34.442	30.447
Producción de gas (mcfpd)	37.971	35.555	35.288	33.624	33.474
Producción neta promedio (boepd)	41.786	39.619	38.741	40.046	36.027
Precio de petróleo Brent (USD por bbl)	62,4	62,1	68,0	64,2	71,6
Precio obtenido combinado (USD por boe)	43,6	44,2	44,7	45,7	48,2
- Petróleo (USD por bbl)	48,7	49,3	49,0	50,7	53,0
- Gas (USD por mcf)	4,2	4,4	5,0	4,5	5,1
Venta de Petróleo crudo (USD millones)	144,4	138,2	136,6	579,0	545,5
Venta de gas (USD millones)	13,7	13,0	14,6	49,9	55,7
Ingresos (USD millones)	158,1	151,2	151,2	628,9	601,2
Contratos de gestión de riesgo de commodities (USD millones)	-6,5	4,4	32,0	-22,5	16,2
Costos operativos y de producción ^b (USD millones)	-42,3	-41,7	-46,7	-169,0	-174,3
G&G, G&A y Gastos de venta (USD millones)	-29,9	-21,1	-19,9	-93,5	-70,0
EBITDA Ajustado (USD millones)	85,7	86,7	85,7	363,3	330,6
EBITDA Ajustado (USD por boe)	23,6	25,3	25,3	26,4	26,5
Netback operativo (USD por boe)	31,0	31,4	31,0	32,5	31,9
Ganancia neta (USD millones)	-0,2	6,8	42,6	57,8	102,7
Gastos de capital (USD millones)	38,1	22,1	33,8	126,3	124,7
Adquisición en Argentina (USD millones)	-	-	-	-	48,9
Efectivo y equivalentes de efectivo (USD millones)	111,2	81,6	127,7	111,2	127,7
Deuda financiera a corto plazo (USD millones)	17,3	10,6	18,0	17,3	18,0
Deuda financiera a largo plazo (USD millones)	420,1	424,4	429,0	420,1	429,0
Deuda neta (USD millones)	326,2	353,4	319,3	326,2	319,3

a) Incluye las regalías gubernamentales pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 1.587, 1.419 y 1.181 bopd del 4T2019, 3T2019 y 4T2018, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Chile, Brasil ni Argentina.

b) Los costos de producción y operativos incluyen los costos operativos, regalías pagadas en efectivo y pagos basados en acciones.

Producción: la producción de petróleo y gas creció un 8% a 41.786 boepd en el 4T2019 debido al aumento de la producción en Colombia y Chile, parcialmente compensada por una menor producción en Brasil. Ajustada por la venta de los bloques La Cuerva y Yamu (888 bopd en el 4T2018), la producción consolidada de petróleo y gas de la compañía aumentó un 10% en el 4T2019 y la producción en Colombia un 12%. El petróleo representó un 85% de la producción total reportada, en comparación al 84% en el 4T2018. Para más detalles, remitirse a los Resultados Operacionales del 4T2019 publicados el 7 de enero de 2020.

Precios obtenidos y de referencia del petróleo: el precio del petróleo Brent promedió los USD 62,4 por bbl en el 4T2019, 8% o USD 5,5 por bbl menos que los niveles del 4T2018. Sin embargo, a USD 48,7 por bbl en el 4T2019 el precio obtenido del petróleo fue sólo un 1% más bajo (USD 0,3 por bbl) que los niveles del 4T2018. Esta mejora significativa reflejó no sólo un menor descuento en el diferencial de precios de Vasconia

sino también mejoras adicionales en los descuentos comerciales y de transporte. Remitirse a la sección de gastos de venta más abajo.

La tabla a continuación presenta un desglose del precio del crudo Brent y los precios netos obtenidos de petróleo en Colombia, Chile y Argentina durante el 4T2019 y 4T2018:

4T2019- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina
Precio de petróleo Brent	62,4	62,4	62,4
Diferencial Vasconia	3,2	-	-
Descuentos comerciales y de transporte	10,6	6,4	-
Otros ⁴	-	-	14,6
Precio obtenido de petróleo	48,6	56,0	47,8
Peso en mix de venta de petróleo	94%	2%	4%

4T2018- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina
Precio de petróleo Brent	68,0	68,0	68,0
Diferencial Vasconia	(5,4)	-	-
Descuentos comerciales y de transporte	(14,6)	(8,2)	-
Otros ⁴	-	-	(6,2)
Precio obtenido de petróleo	48,0	59,8	61,8
Peso en mix de venta de petróleo	93%	2%	5%

Ingresos: los ingresos consolidados aumentaron un 5% a USD 158,1 millones en el 4T2019 en contraposición a los USD 151,2 millones en el 4T2018 debido a mayores ventas y menores descuentos, parcialmente compensados por menores precios del petróleo Brent.

Ventas de petróleo crudo: los ingresos consolidados por petróleo aumentaron un 6% a USD 144,4 millones en el 4T2019, impulsados principalmente por un incremento del 6% en las ventas de petróleo, parcialmente compensado por menores precios obtenidos del petróleo. Los ingresos por petróleo representaron el 91% de los ingresos totales en el 4T2019, en comparación con el 90% del 4T2018.

- Colombia: en el 4T2019, los ingresos por petróleo aumentaron un 9% a USD 134,6 millones debido a mayores volúmenes vendidos y mayores precios obtenidos de petróleo. Las ventas de petróleo aumentaron un 8% a 31.470 bopd. Los precios obtenidos aumentaron un 1% a USD 48,6 bbl por un menor diferencial Vasconia y mejores descuentos comerciales y de transporte que compensaron en su totalidad el 8% de disminución en los precios del petróleo Brent. Los pagos *earn-out* de Colombia aumentaron a USD 6,1 millones en el 4T2019, comparado con USD 5,5 millones en el 4T2018.
- Chile: en el 4T2019, los ingresos por petróleo descendieron un 37% a USD 2,5 millones debido a menores volúmenes vendidos y menores precios obtenidos de petróleo. Las ventas de petróleo disminuyeron un 32% a 480 bopd debido al deterioro natural de los yacimientos mientras que los precios obtenidos de petróleo disminuyeron un 6% a USD 56,0 por bbl, en línea con menores precios del petróleo Brent.
- Argentina: en el 4T2019, los ingresos por petróleo descendieron un 30% a USD 6,5 millones debido a menores volúmenes vendidos y menores precios obtenidos de petróleo. Las ventas de petróleo disminuyeron un 9% a 1.490 bopd mientras que los precios obtenidos de petróleo disminuyeron un 23% a USD 47,8 por bbl, por debajo de los precios del petróleo Brent en respuesta a controles del precio del petróleo implementados durante el 2019.

⁴ Hace referencia a descuentos de calidad y controles de precios o acuerdos temporales que afectan los precios locales del petróleo en Argentina.

Ventas de gas: los ingresos consolidados por gas disminuyeron un 6% a USD 13,7 millones en el 4T2019 comparado con USD 14,6 millones en el 4T2018. La caída se debió a una disminución del 16% en los precios del gas, compensado parcialmente por un incremento del 12% en las ventas de gas.

- Chile: en el 4T2019, los ingresos por gas aumentaron un 7% a USD 5,4 millones reflejando un ingreso significativo en las ventas de gas, compensado parcialmente por menores precios de gas. Las ventas aumentaron un 40% en el 4T2019 a 15.708 mcfpd (2.618 boepd), como resultado del exitoso descubrimiento y desarrollo del yacimiento de gas Jauke. Los precios del gas descendieron un 34%, o USD 3,7 por mcf (USD 22,3 por boe) en el 4T2019 debido a precios más bajos del metanol.
- Brasil: en el 4T2019, los ingresos por gas bajaron un 3% a USD 6,7 millones debido a menores ventas parcialmente compensado por mayores precios de gas. Las ventas de gas en Manatí disminuyeron en un 6% a 14.709 mcfpd (2.452 boepd), resultado del deterioro natural de los yacimientos. Los precios del gas aumentaron un 3% a USD 5,0 por mcf (USD 29,8 por boe) después del ajuste anual por inflación de aproximadamente 6%, en vigencia desde enero de 2019, compensado parcialmente por la devaluación de la moneda local.
- Argentina: en el 4T2019, los ingresos por gas disminuyeron un 22% a USD 1,1 millones de USD 1,4 millones como resultado de menores ventas y precios de gas más bajos. Las ventas disminuyeron un 2% a 3.717 mcfpd (619 boepd) mientras que los precios cayeron un 21% a USD 3,2 por mcf (USD 19,1 por boe) debido a condiciones locales de mercado.

Contratos de gestión de riesgo de *commodities*: los contratos consolidados de gestión de riesgos de *commodities* tuvieron una pérdida de USD 6,5 millones en el 4T2019 comparado con una ganancia de USD 32,0 millones en el 4T2018. Los contratos de gestión de riesgos de *commodities* tienen dos componentes diferentes: una parte obtenida y otra no obtenida.

La parte obtenida fue cero en el 4T2019 comparado con una ganancia de USD 1,2 millones en el 4T2018, reflejando los precios del petróleo Brent y los contratos de gestión de riesgos de *commodities* en vigencia durante los períodos respectivos. La parte no obtenida representó una pérdida de USD 6,5 millones en el 4T2019 comparado con una ganancia de USD 30,8 millones en el 4T2018. Las pérdidas no realizadas durante el 4T2019 y ganancias durante el 4T2018 fueron el resultado de cambios en la curva a futuro del precio del petróleo Brent comparado con septiembre de 2019 y septiembre de 2018 respectivamente.

La compañía utiliza los contratos de gestión de riesgo para minimizar el impacto de las fluctuaciones del precio del petróleo en su programa de trabajo. Para más información, favor remitirse a la sección "Contratos de gestión de riesgo de *commodities*" más abajo.

Costos operativos y de producción⁵: los costos operativos consolidados por boe disminuyeron un 14% a USD 7,2 por boe en el 4T2019 comparado con USD 8,3 por boe en el 4T2018. En general, la producción consolidada y los costos operativos disminuyeron un 9% a USD 42,3 millones en el 4T2019 comparado con USD 46,7 millones en el 4T2018, como resultado de menores regalías y costos operativos.

La siguiente tabla muestra un desglose de los costos operativos y de producción en el 4T2019 y 4T2018:

(En millones de USD)	4T2019	4T2018
Costos operativos	25,7	28,2
Regalías	16,6	18,2
Pago basado en acciones	0,0	0,3
Costos operativos y de producción:	42,3	46,7

Los costos operativos consolidados disminuyeron un 9% o USD 2,5 millones a USD 25,7 millones en el 4T2019 comparado con USD 28,2 millones en el 4T2018, a pesar del incremento del 7% en las ventas.

A continuación, el desglose de los costos operativos:

- Colombia: los costos operativos por boe aumentaron levemente a USD 5,2 en el 4T2019 comparado con USD 5,0 en el 4T2018 debido a mayores actividades de intervención en pozo. Además, mayores ventas

⁵ Ver la sección de "Implementación de la NIIF 16" incluida en este comunicado de prensa.

acarrear costos operativos totales de USD 15,5 millones en el 4T2019 comparado con USD 13,4 millones en el 4T2018.

- Chile: los costos operativos por boe disminuyeron a USD 13,9 en el 4T2019 comparado con USD 26,2 en el 4T2018 reflejando menores actividades de intervención en pozo. Los costos operativos totales disminuyeron a USD 4,0 millones en el 4T2019 de USD 6,2 millones en el 4T2018.
- Brasil: los costos operativos por boe disminuyeron a USD 5,3 en el 4T2019 comparado con los USD 5,9 en el 4T2018 como resultado de la adopción de la NIIF 16 que cambió el tratamiento y la valorización de los arrendamientos operativos a gastos de depreciación en 2019. Los costos operativos totales disminuyeron a USD 1,3 millones en el 4T2019 de USD 1,4 millones en el 4T2018.
- Argentina: Los costos operativos por boe disminuyeron a USD 26,0 en el 4T2019 comparado con USD 34,4 en el 4T2018. Los costos operativos totales disminuyeron a USD 4,9 millones en el 4T2019 de USD 7,1 millones en el 4T2018.

Las regalías consolidadas disminuyeron a USD 16,6 millones en el 4T2019 comparado con los USD 18,2 millones del 4T2018, como resultado de precios de petróleo más bajos, parcialmente compensado por mayores ventas.

Gastos de venta: los gastos de venta consolidados aumentaron USD 1,6 millones a USD 2,8 millones en el 4T2019 (de los cuales USD 2,5 millones corresponden a Colombia), comparado con USD 1,2 millones en el 4T2018.

El incremento en los gastos de venta en Colombia muestra la diferencia según distintos puntos de venta y costos asociados con la operación de la línea de flujo que conecta el bloque Llanos 34 al ducto regional ODL. Las ventas en boca de pozo se deducen de los ingresos mientras que los costos de transporte para las ventas a otros puntos de ventas se contabilizan como gastos de venta.

Los descuentos comerciales y de transporte en Colombia mejoraron USD 4,0 por bbl durante el 4T2019, impactando de manera positiva en los precios obtenidos del petróleo. Esto fue parcialmente compensado por gastos de ventas más altos de aproximadamente USD 0,7 por bbl, mejorando así los márgenes netos por aproximadamente USD 3,3 por bbl. Remitirse a la sección "Evolución de Descuentos Comerciales y de Transporte y Gastos de Venta en Colombia" más abajo.

Gastos administrativos⁶: el total consolidado de gastos administrativos ("G&A") aumentó a USD 21,3 millones en el 4T2019 comparado con USD 14,6 millones en el 4T2018 debido a esfuerzos de negocios, incluyendo costos de honorarios financieros y legales no recurrentes relativos a la adquisición de Amerisur por USD 5,8 millones.

Gastos geológicos & geofísicos⁷: el total de gastos consolidados geológicos y geofísicos ("G&G") aumentó a USD 5,7 millones en el 4T2019 comparado con USD 4,0 millones en el 4T2018 debido a una mayor escala de operaciones e inversiones continuas para expandir las capacidades técnicas de GeoPark.

EBITDA Ajustado: el EBITDA Ajustado consolidado⁸ permaneció sin cambios a USD 85,7 millones en el 4T2019 comparado con en el 4T2018, pero incluyó gastos administrativos no recurrentes relativos a la adquisición de Amerisur. El EBITDA Ajustado por boe fue de USD 23,6 en el 4T2019 comparado con USD 25,3 en el 4T2018.

Por país, el EBITDA Ajustado del 4T2019 fue:

- Colombia: EBITDA Ajustado de USD 85,5 millones.
- Chile: EBITDA Ajustado de USD 2,5 millones.
- Brasil: EBITDA Ajustado de USD 4,3 millones.
- Argentina: EBITDA Ajustado de -USD 1,9 millones.
- Corporativo, Perú y Ecuador: EBITDA Ajustado de -USD 4,7 millones.

⁶ Ver la sección de "Implementación de la NIIF 16" incluida en este comunicado de prensa.

⁷ Ver la sección de "Implementación de la NIIF 16" incluida en este comunicado de prensa.

⁸ Ver la sección "Conciliación del EBITDA Ajustado a ganancia antes del impuesto a las ganancias" incluida en este comunicado de prensa.

La siguiente tabla muestra la producción, volúmenes vendidos y el desglose de los componentes más significativos del EBITDA Ajustado para el 4T2019 y el 4T2018, sobre una base por país y por barril:

EBITDA Ajustado/boe ^c	Colombia		Chile		Brasil		Argentina		Total	
	4T19	4T18								
Producción (boepd)	33.311	30.641	3.292	2.823	2.799	2.894	2.384	2.383	41.786	38.741
Existencias, RIK ^a & Otros	(1.663)	(1.369)	(194)	(243)	(218)	(244)	(278)	(120)	(2.353)	(1.977)
Volumen de ventas (boepd)	31.658	29.272	3.098	2.580	2.581	2.650	2.106	2.263	39.443	36.764
% Petróleo	99,4%	99,6%	15%	27%	5%	2%	71%	72%	85%	86%
(USD por boe)										
Precio obtenido de petróleo	48,6	48,0	56,0	59,8	67,7	77,6	47,8	61,8	48,7	49,0
Precio obtenido de gas ^b	29,3	39,8	22,3	33,6	29,8	28,8	19,1	24,2	25,3	30,2
Earn-out	(2,1)	(2,1)	-	-	-	-	-	-	(2,0)	(1,9)
Precio combinado	46,4	45,9	27,5	40,8	31,7	29,6	39,4	51,3	43,6	44,7
Contratos de gestión de riesgo de commodities	-	0,5	-	-	-	-	-	-	-	0,4
Costos operativos	(5,2)	(5,0)	(13,9)	(26,2)	(7,5)	(5,9)	(26,0)	(34,4)	(7,2)	(8,3)
Regalías en efectivo	(5,0)	(5,8)	(1,0)	(1,6)	(2,8)	(2,9)	(6,0)	(7,3)	(4,6)	(5,4)
Gastos de venta y otros	(0,9)	(0,2)	(0,3)	(0,5)	-	-	(1,2)	(3,5)	(0,8)	(0,4)
Netback operativo/boe	35,3	35,4	12,3	12,5	21,3	20,9	6,2	6,1	31,0	31,0
G&A, G&G & otros									(7,4)	(5,7)
EBITDA Ajustado/boe									23,6	25,3

a) RIK (Regalías en especie). Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 1.587 y 1.181 bopd del 4T2019 y el 4T2018, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Chile, Brasil ni Argentina.

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

c) El EBITDA Ajustado se calcula como si la NIIF 16 no se hubiera implementado; en consecuencia, las cifras incluidas en el cuadro que antecede para el 4T2019 son comparables con aquellas de períodos previos. Ver la sección "Implementación de la NIIF 16" y "Conciliación del EBITDA Ajustado a ganancia (pérdida) antes del impuesto a las ganancias" incluida en este comunicado de prensa.

Depreciación⁹: los gastos consolidados por depreciación aumentaron un 20% a USD 28,7 millones en el 4T2019, comparado con los USD 23,9 millones en el 4T2018. El incremento del 7% en volúmenes vendidos y la implementación de la NIIF 16 explican el aumento.

Bajas por resultados no exitosos de exploración: la baja consolidada por resultados no exitosos de exploración fue de USD 9,0 millones en el 4T2019, comparado con USD 11,8 millones en el 4T2018. Los montos registrados en el 4T2019 se refieren principalmente a pozos de exploración no exitosos y otros costos de exploración incurridos en los bloques CN-V (no operado por GeoPark, con una participación del 50%), Sierra del Nevado y Puelen (no operados por GeoPark, con una participación del 18%) en Argentina y los bloques POT-T-747, REC-T-94 y SEAL-T-268 (operados por GeoPark, con una participación del 100%) en Brasil.

Deterioro: las pérdidas por deterioro aumentaron a USD 7,6 millones en el 4T2019 comparado con USD 5,0 millones de ganancia en el 4T2018. Los montos registrados en el 4T2019 se refieren principalmente a costos asociados con el bloque CN-V en Argentina. Las ganancias registradas en el 4T2018 corresponden a la reversión de pérdidas por deterioro previamente reconocidas en los bloques La Cuerva y Yamú, parcialmente compensado por pérdidas de deterioro *no-cash* registradas en Chile.

Otros ingresos (gastos): otros gastos operativos aumentaron a USD 2,4 millones en el 4T2019, comparado con USD 2,3 millones en el 4T2018.

⁹ Ver la sección de "Implementación de la NIIF 16" incluida en este comunicado de prensa.

RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y GANANCIAS DEL PERÍODO

Gastos financieros: los gastos financieros netos aumentaron a USD 12,2 millones en el 4T2019, en comparación con USD 10,3 millones en el 4T2018 debido a los gastos financieros para garantizar la financiación de la adquisición de Amerisur.

Cambio de divisas: los gastos netos por cambio de divisas representaron una pérdida de USD 1,8 millones en el 4T2019 comparado con una ganancia de USD 6,6 millones en el 4T2018. El período de comparación incluye las ganancias derivadas de la cancelación de deuda intercompañía en dólares estadounidenses de la subsidiaria de Brasil en octubre de 2018, registrando así ganancias en cambio de divisas (el Real subió en octubre 2018 comparado con septiembre del mismo año).

Impuesto a las ganancias: los gastos por impuesto a las ganancias fueron de USD 17,4 millones en el 4T2019, en comparación con USD 37,2 millones en el 4T2018, en línea con ganancias imponibles más bajas en el 4T2019.

Resultado: una pérdida de USD 0,2 millones en el 4T2019, en comparación con una ganancia USD 42,6 millones en el 4T2018. A pesar de mayores ingresos y menores costos operativos y de producción en el 4T2019, el resultado en el 4T2018 refleja una ganancia de USD 30,8 millones en los contratos de gestión de riesgo de *commodities* obtenidos.

BALANCE:

Efectivo y equivalentes de efectivo: el efectivo y los equivalentes de efectivo totalizaron USD 111,2 millones al 31 de diciembre de 2019 comparado con USD 127,7 millones al 31 de diciembre de 2018. El efectivo generado por actividades operativas fue de USD 235,4 millones y fue compensado parcialmente por efectivo utilizado en actividades de inversión de USD 119,3 millones y actividades de financiamiento de USD 132,5 millones.

El efectivo generado de las actividades de operación fue de USD 235,4 millones después de pagos de impuesto a las ganancias por USD 88,6 millones en el 1S2019.

El efectivo utilizado en actividades de financiación de USD 132,5 millones incluyó principalmente USD 71,3 millones del programa de recompra de acciones, los pagos de intereses de USD 29,1 millones relacionados principalmente con el Bono de USD 425 millones ("Bono 2024"), USD 15,0 millones relativos a la adquisición de la participación no controlada de LGI en Colombia y Chile en el 2018 y USD 9,8 millones relativos al pago de capital en préstamos de corto plazo.

Deuda financiera: la deuda financiera total, neta de costos de emisión, fue de USD 437,4 millones, incluyendo el Bono 2024 y otros préstamos bancarios. Al 31 de diciembre de 2019, la deuda financiera a corto plazo fue de USD 17,3 millones.

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 27 y 38 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 31 de diciembre de 2019, disponible en la página web de la Compañía.

INDICADORES FINANCIEROS^a

(USD millones)

Al finalizar el período	Deuda financiera	Efectivo y equivalentes de efectivo	Deuda Neta	Deuda Neta / LTM ajustado EBITDA	Interés LTM Cobertura
4T2018	447,0	127,7	319,3	1.0 veces	11.4x
1T2019	440,6	146,6	294,0	0,8 veces	12.2x
2T2019	442,6	68,9	373,7	1.0 veces	12.9x
3T2019	435,0	81,6	353,4	1.0 veces	12.1x
4T2019	437,4	111,2	326,2	0.9 veces	12.1x

a) En base a los resultados financieros recientes de los últimos doce meses ("LTM").

Cláusulas sobre Bono 2024: el Bono 2024 prevé *incurrence test covenants* que requieren que la deuda neta al índice de EBITDA Ajustado sea menor a 3,25 veces y el EBITDA Ajustado al índice de interés debería ser 2 veces mayor hasta septiembre 2021. La Compañía se encuentra en cumplimiento con ambas cláusulas.

Emisión del Bono 2027: en enero de 2020, la Compañía emitió exitosamente un Bono por USD 350 millones al 5,5% con vencimiento en 2027 ("Bono 2027") de acuerdo con la Regla 144A de la Ley de Valores de Estados Unidos, y fuera de los Estados Unidos a personas que no sean estadounidenses de acuerdo con la Regulación S de la Ley de Valores de ese mismo país. Los fondos fueron utilizados para la adquisición de Amerisur y para gastos corporativos generales. El contrato que regula el Bono 2027 prevé *incurrence test covenants* que estipulan, entre otras cosas, que la deuda neta al índice de EBITDA Ajustado no debería ser 3,25 veces mayor y el EBITDA Ajustado al índice de interés debería ser 2,5 veces mayor. A la fecha de este comunicado, la Compañía se encuentra en cumplimiento de ambas cláusulas.

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 38 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 31 de diciembre de 2019, disponible en la página web de la Compañía.

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 del contrato (USD por bbl)		
			Purchased Put	Sold Put	Sold Call
1T2020	Zero cost 3-way	8.000	55,0	45,0	79,0-81,5
	Zero cost 3-way	4.000	55,0	45,0	71,0-73,8
	Zero cost 3-way	2.000	55,0	45,0	65,2
	Zero cost 3-way	4.000	55,0	45,0	69,0-70,0
2T2020	Zero cost 3-way	4.000	55,0	45,0	71,0-73,8
	Zero cost 3-way	2.000	55,0	45,0	65,2
	Zero cost 3-way	4.000	55,0	45,0	69,0-70,0
	Zero cost 3-way	1.000	55,0	45,0	71,95
3T2020	Zero cost 3-way	4.000	55,0	45,0	71,0-73,8
	Zero cost 3-way	2.000	55,0	45,0	65,2
	Zero cost 3-way	4.000	55,0	45,0	69,0-70,0
	Zero cost 3-way	1.000	55,0	45,0	71,95
4T2020	Zero cost 3-way	4.000	55,0	45,0	71,0-73,8
	Zero cost 3-way	2.000	55,0	45,0	65,2
	Zero cost 3-way	4.000	55,0	45,0	69,0-70,0
	Zero cost 3-way	1.000	55,0	45,0	71,95

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 8 de los estados financieros consolidados de GeoPark para el período finalizado el 31 de diciembre de 2019, disponible en la página web de la Compañía.

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

Colombia	4T2019	4T2018
Venta de Petróleo crudo (USD millones)	134,6	123,1
Venta de gas (USD millones)	0,5	0,5
Ingresos (USD millones)	135,1	123,6
Costos operativos y de producción ^a (USD millones)	-30,0	-29,2
EBITDA Ajustado (USD millones)	85,5	85,6
Inversiones en bienes de capital ^b (USD millones)	22,1	27,8
Chile	4T2019	4T2018
Venta de Petróleo crudo (USD millones)	2,5	3,9
Venta de gas (USD millones)	5,4	5,8
Ingresos (USD millones)	7,8	9,7
Costos operativos y de producción ^a (USD millones)	-4,2	-6,7
EBITDA Ajustado (USD millones)	2,5	1,5
Inversiones en bienes de capital ^b (USD millones)	4,6	1,2
Brasil	4T2019	4T2018
Venta de Petróleo crudo (USD millones)	0,8	0,3
Venta de gas (USD millones)	6,7	6,9
Ingresos (USD millones)	7,5	7,2
Costos operativos y de producción ^a (USD millones)	-1,9	-2,1
EBITDA Ajustado (USD millones)	4,3	4,3
Inversiones en bienes de capital ^b (USD millones)	1,6	1,0
Argentina	4T2019	4T2018
Venta de Petróleo crudo (USD millones)	6,5	9,3
Venta de gas (USD millones)	1,1	1,4
Ingresos (USD millones)	7,6	10,7
Costos operativos y de producción ^a (USD millones)	-6,1	-8,7
EBITDA Ajustado (USD millones)	-1,9	0,7
Inversiones en bienes de capital ^b (USD millones)	8,0	1,2

- a) Costos operativos y de producción = Costos operativos + Regalías+ Pagos basados en acciones.
- b) Los gastos de capital en Perú justifican la diferencia con la cifra informada en la tabla de indicadores de rendimiento clave.

ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO
(INFORMACIÓN TRIMESTRAL SIN AUDITAR)

(En millones de USD)

	4T2019	4T2018	FY2019	FY2018
INGRESOS				
Venta de petróleo crudo:	144,4	136,6	579,0	545,5
Venta de gas:	13,7	14,6	49,9	55,7
INGRESO TOTAL	158,1	151,2	628,9	601,2
Contratos de gestión de riesgo de <i>commodities</i>	-6,5	32,0	-22,5	16,2
Costos operativos y de producción:	-42,3	-46,7	-169,0	-174,3
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	-5,7	-4,0	-18,6	-14,0
Gastos administrativos (G&A)	-21,3	-14,6	-60,8	-52,1
Gastos de venta:	-2,8	-1,2	-14,1	-4,0
Depreciación:	-28,7	-23,9	-105,5	-92,2
Bajas por resultados no exitosos de exploración:	-9,0	-11,8	-18,3	-26,4
Desvalorización para activos no financieros	-7,6	5,0	-7,6	5,0
Otros operativos	-2,4	-2,3	-1,8	-2,9
GANANCIA OPERATIVA	31,7	83,5	210,7	256,5
Costos financieros, neto	-12,2	-10,3	-38,7	-36,3
Pérdida por Cambio de Divisas	-1,8	6,6	-2,5	-11,3
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	17,7	79,7	169,5	208,9
Impuesto a las ganancias:	-17,9	-37,2	-111,8	-106,2
RESULTADOS (PERDIDA) PARA EL PERIODO	-0,2	42,6	57,8	102,7
Participación-no controladora minoritaria	-	9,3	-	30,3
ATRIBUIBLE A PROPIETARIOS DE GEOPARK	-0,2	33,3	57,8	72,4

ESTADO DE POSICIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO RESUMIDO

(En millones de USD)	Dic '19	Dic '18
Activo no corriente		
Propiedad, planta y equipos	567,8	557,2
Otros activos no corrientes	58,9	45,8
Total activo no corriente	626,2	603,0
Activo corriente		
Existencias	11,4	9,3
Créditos comerciales	44,2	16,2
Otros activos corrientes	59,2	106,5
Efectivo en bancos y en caja	111,2	127,7
Total activo corriente	225,9	259,7
Total activo	852,1	862,7
Patrimonio neto		
Atribuible a propietarios de GeoPark	132,9	143,1
Total patrimonio neto	132,9	143,1
Pasivo no corriente		
Préstamos	420,1	429,0
Otros pasivos no corrientes	84,2	72,2
Total pasivo no corriente	504,3	501,2
Pasivo corriente		
Préstamos	17,3	18,0
Otros pasivos corrientes	197,6	200,4
Total pasivo corriente	214,9	218,4
Total pasivo	719,2	719,6
Total pasivo y patrimonio	852,1	862,7

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO RESUMIDO (INFORMACION TRIMESTRAL SIN AUDITAR)

(En millones de USD)	4T2019	4T2018	FY2019	FY2018
Flujo de efectivo generado por las actividades operativas	78,5	77,8	235,4	256,2
Flujo de efectivo (utilizado) en las actividades de inversión	-38,2	-24,8	-119,3	-164,6
Flujo de efectivo (utilizado) en las actividades de financiación	-10,7	-76,9	-132,5	-97,6

CONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO A LOS RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS

2019 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros ^(a)	Total
EBITDA Ajustado	367,1	8,3	11,8	0,9	-24,7	363,3
Depreciación:	-46,9	-34,8	-7,4	-15,6	-0,7	-105,5
Contratos de gestión de riesgo de <i>commodities</i> no obtenidos	-26,4	-	-	-	-	-26,4
Bajas por resultados no exitosos de exploración y desvalorización	-	-	-5,1	-20,7	-	-25,8
Pago basado en acciones	-0,4	0,0	-0,1	-0,1	-2,1	-2,7
Contabilización de contratos de arrendamiento- NIIF 16	1,1	0,2	2,2	0,9	0,5	4,9
Otros	3,4	-0,5	0,4	0,5	-0,9	3,0
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	297,8	-26,9	1,7	-34,1	-27,9	210,7
Costos financieros, neto						-38,7
Cargos por cambio de divisas, neto						-2,4
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						169,5

2018 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros ^(a)	Total
EBITDA Ajustado	319,4	8,8	17,9	4,6	-20,1	330,6
Depreciación:	-42,7	-28,2	-10,4	-10,6	-0,3	-92,2
Contratos de gestión de riesgo de <i>commodities</i> no obtenidos	42,3	-	-	-	-	42,3
Bajas por resultados no exitosos de exploración y desvalorización	-6,1	-12,7	-2,0	-0,6	-	-21,4
Pago basado en acciones	-0,9	-0,4	-0,1	-0,7	-3,3	-5,4
Otros	-2,6	3,4	-1,0	0,6	2,2	2,6
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	309,4	-29,1	4,4	-6,7	-21,5	256,5
Costos financieros, neto						-36,3
Cargos por cambio de divisas, neto						-11,3
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						208,9

^(a) Incluye Perú, Ecuador y Corporativo.

EVOLUCIÓN DE LOS GASTOS DE VENTA Y DESCUENTOS COMERCIALES Y DE TRANSPORTE EN COLOMBIA (SIN AUDITAR)

(USD/bbl)	3T2018	4T2018	1T2019	2T2019	3T2019	4T2019
Descuentos comerciales y de transporte	14,0	14,6	12,0	11,0	11,1	10,6
Gastos de venta	0,1	0,2	1,1	1,8	1,0	0,9
	14,1	14,8	13,1	12,8	12,1	11,5

IMPLEMENTACION DE LA NIIF 16

GeoPark implementó la NIIF 16 en enero de 2019, pero no modificó las cifras comparativas para el 2018, tal como lo permite el estándar contable. La NIIF 16 requiere el reconocimiento de ciertos cambios relativos a alquileres operativos como gastos de depreciación, que en períodos comparativos fueron registrados como costos operativos y de producción, gastos administrativos y geofísicos. Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 1 de los estados financieros consolidados de la Compañía.

El EBITDA Ajustado se calcula como si la NIIF 16 no se hubiera implementado; en consecuencia, las cifras incluidas en el cuadro de la página 6, "EBITDA Ajustado por boe" son comparables con aquellas de períodos previos.

CONCILIACIÓN DE FLUJO DE EFECTIVO LIBRE

(En millones de USD)

	4T2019	FY2019
Flujo de efectivo generado por las actividades operativas	78,5	235,4
Flujo de efectivo utilizado en las actividades de inversión	-38,1	-119,3
Subtotal	40,4	116,1
Ganancias de la disposición de activos de largo plazo. ¹⁰	-	-7,1
Flujo de efectivo libre	40,4	109,0

¹⁰ Correspondiente a la venta de los bloques La Cuerva y Yamú en Colombia.

INFORMACIÓN DE TELECONFERENCIA

La gerencia de GeoPark tendrá una conferencia telefónica el 5 de marzo de 2020 a las 10 de la mañana (hora del Este) a fin de tratar los resultados financieros del 4T2019 y anuales del 2019. Para escuchar la conferencia, los participantes pueden acceder al webcast (difusión por Internet) ubicado en la sección Apoyo al Inversor (Investor Support) de la página Web de la Compañía www.geo-park.com

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: 3981263

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 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 (el efecto de la NIIF 16) ciertos rubros no monetarios, como las desvalorizaciones y bajas de activos por esfuerzos no exitosos, devengamiento de pagos basados en acciones, resultados no obtenidos 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, el efecto de la NIIF 16), gastos de venta y resultados obtenidos por contratos de gestión de riesgo de commodities, 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
D&M	DeGolyer and MacNaughton
Flujo de efectivo libre	Flujo de efectivo operativo menos flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión.
Costos F&D	Los costos de descubrimiento 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
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)
Participación	"working interest" o participación
NPV10	Valor presente de ingresos futuros estimados de petróleo y gas, neto de gastos directos estimados, descontado en una tasa anual del 10%.
Sqkm	Kilómetros cuadrados

AVISO

Para más 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 2019, 2020 o producción futura 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 (SEC).

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 del flujo neto de efectivo futuro descontado 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.

Medidas fuera de las PCGA [Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados/ GAAP en inglés]:

la Compañía considera que el EBITDA Ajustado, el flujo de efectivo libre y el netback operativo por boe son de utilidad porque permite a la compañía 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. El cálculo del EBITDA Ajustado, el flujo de efectivo libre y el netback operativo por boe de la Compañía puede no ser comparable a otras medidas similares de otras compañías.

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 obtenidos en contratos de gestión de riesgo de *commodities* y otros eventos no recurrentes. El EBITDA Ajustado no es una medida del beneficio ni del flujo de efectivo según lo determinado por las NIIF. 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. 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.

Flujo de efectivo libre: el flujo de efectivo libre es una medida fuera de los PCGA y no tiene un significado estandarizado según los mismos. El flujo de efectivo libre se define como efectivo que proporcionan las actividades de operación menos el efectivo que se utiliza en las actividades de inversión, excluyendo la adquisición en Argentina y adelantos en efectivo de la disposición de activos de largo plazo.

Netback operativo por boe: el netback operativo por boe no debe considerarse como una alternativa o más significativo que el beneficio para el período o el flujo 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.

Deuda Neta: la deuda neta se define como prestamos corrientes y no corrientes menos el efectivo y equivalentes de efectivo.