



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK REPORTA LOS RESULTADOS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2021

SÓLIDO FLUJO DE CAJA LIBRE & UTILIDADES A PARTIR DE UNA PRODUCCIÓN RENTABLE DE ALTA CALIDAD Y BAJO BREAKEVEN

Bogotá, Colombia- 10 de noviembre de 2021 - 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, Ecuador, Chile, Brasil y Argentina informa sus resultados financieros consolidados correspondientes al trimestre finalizado el 30 de septiembre de 2021 ("Tercer Trimestre" o "3T2021"). Para analizar los resultados financieros del 3T2021 se realizará una conferencia telefónica el 11 de noviembre de 2021 a las 10:00 a.m. (hora de verano del Este).

Todas las cifras se encuentran expresadas en dólares estadounidenses y las comparaciones de crecimiento se refieren al mismo período del año anterior, excepto cuando se especifique lo contrario. Las definiciones y terminología utilizadas 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 en conjunto con los estados contables y las notas de los estados contables de GeoPark para el período finalizado el 30 de septiembre de 2021, disponibles en el sitio web de la Compañía.

DATOS MÁS SIGNIFICATIVOS DEL TERCER TRIMESTRE 2021

Operaciones y producción

- Producción consolidada de petróleo y gas de 37.859 boepd, un 4% más que el 2T2021.
- Producción de petróleo de 32.844 bopd, un 6% más que el 2T2021 debido al incremento de la producción en Colombia.
- Se revisó la producción total promedio del año 2021 a 37.000-38.000 boepd (a partir de 38.000-40.000 boepd) debido a bloqueos en el bloque Platanillo (operado por GeoPark con una participación del 100%) afectando las actividades de perforación de desarrollo y producción desde mediados de octubre.
- La producción de Platanillo se restableció completamente el 4 de noviembre de 2021 con reinicio de actividades de perforación a mediados de noviembre de 2021.
- Producción consolidada de petróleo y gas actual de 39.000 boepd.

Flujo de caja y utilidades

- Ingresos por USD 174,0 millones.
- Ganancia operativa de USD 81,3 millones.
- Ganancia de USD 37,0 millones.
- EBITDA ajustado de USD 86,8 millones (incluyendo pérdidas por cobertura en efectivo de USD 22,4 millones).

Inversiones y balance

- Gastos de capital por USD 30,6 millones.
- Cada USD 1 invertido en gastos de capital tuvo un rendimiento de USD 2,8 en el EBITDA Ajustado.
- Efectivo disponible USD 76,8 millones.
- Ratio de deuda neta al EBITDA ajustado de los últimos doce meses de 2,2 veces (2,7 veces en diciembre 2020).

Gestión y consolidación del portafolio

- Argentina: aceptación de una oferta para la desinversión de activos no centrales en Argentina por un monto de USD 16 millones, con cierre previsto para finales del 2021 o inicios del 2022.
- Perú: emisión del Decreto Supremo por parte del Gobierno Peruano aprobando la transferencia del 100% del bloque Morona a Petroperú.
- Brasil: proceso de desinversión del yacimiento de gas Manatí en marcha con cierre previsto en el 1S2022.

Logros y reconocimientos relativos a SPEED/ ESG+

- Acciones rápidas, agresivas e inmediatas para reducir las emisiones: una reducción del 35-40% para el 2025 o antes, del 40-60% para el 2025-2030 e intensidad de emisiones netas cero para el 2050 o antes (todas de Alcance 1 y 2).
- GeoPark obtuvo el Sello Plata de Equipares por parte del Ministerio de Trabajo de Colombia, que mide el compromiso para promover la equidad, inclusión y diversidad.
- Publicación del Reporte Anual de Sostenibilidad de GeoPark 2020 (Reporte SPEED), disponible en la página web de la Compañía.

Retribución a los accionistas y expansión de la base de inversores

- Dividendo trimestral de USD 0,041 por acción (USD 2,5 millones) a ser pagado el 7 de diciembre de 2021.
- Se completó el programa discrecional de recompra de acciones, tras adquirir 692.707 acciones por USD 8,5 millones desde noviembre de 2020, mientras se ejecutan programas de trabajo flexibles y auto financiados y se liquida la deuda.
- Renovación del Programa discrecional de compra de acciones de hasta el 10% de acciones en circulación, hasta noviembre del 2022.
- En septiembre 2021, GeoPark fue incluido en el índice S&P Global BMI y otros sub-índices incluyendo el S&P Emerging BMI, S&P Colombia BMI, S&P Latin America BMI y S&P Global BMI Energy, entre otros.

James F. Park, CEO de GeoPark, expresó: "Gracias a todo el equipo de GeoPark por lograr nuevamente un fuerte flujo de caja y ganancias a partir de nuestra producción de alta calidad y bajo breakeven. Nos estamos preparando para el 2022, con un programa de trabajo poderoso que cuenta con una campaña de perforación muy activa con 40-48 pozos, apuntando a un crecimiento del flujo de efectivo y producción continua, así como 15-20 objetivos de exploración de bajo costo para abrir potencialmente nuevos yacimientos en nuestras grandes áreas de bajo riesgo y alto impacto que puedan convertirse en flujo de caja si son exitosos. También anunciamos un plan concreto y factible para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero que proporciona resultados reales en el corto plazo, así como continuar proporcionando retorno tangible a los accionistas con nuestros programas activos de dividendos y compra de acciones. Esto significa que en el 2022, generaremos un flujo de caja libre que nos permitirá autofinanciar todos nuestros objetivos incluyendo los retornos a los accionistas, fortalecimiento del balance, reducciones de emisiones, esfuerzo de nuevos negocios, aumento de nuestra base de producción, y un emocionante programa de perforación de exploración. Creemos que ser capaces de autofinanciarnos a partir del flujo de caja y simultáneamente alcanzar estos objetivos, representan el modelo de negocios correcto para nuestra industria hoy y le otorga a GeoPark ventajas comparativas en un mundo de transición energética."

BLOQUEOS EN PUTUMAYO

A mediados de octubre de 2021, algunas comunidades en la cuenca Putumayo comenzaron manifestaciones contra el gobierno y, como resultado, GeoPark cerró la producción en Platanillo de 2.100 bopd y suspendió las actividades de perforación en el bloque.

Revisión de las pautas de producción 2021 como resultado del cierre en la producción y demora en la perforación de dos pozos de desarrollo previstos para iniciar la producción en el 4T2021, que se espera ahora para finales del 4T2021 o a inicios del 2022.

La producción se restableció completamente el 4 de noviembre de 2021 y se espera que las actividades de perforación de desarrollo se reinicien a mediados de noviembre de 2021.

VENTA DE ACTIVOS NO CENTRALES EN ARGENTINA

El 3 de noviembre de 2021, GeoPark aceptó una oferta por parte de Oilstone Energía S.A para adquirir el 100% de la participación de GeoPark en los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet en la cuenca Neuquina en Argentina por un monto total de USD 16 millones.

El cierre de la transacción está sujeto a las aprobaciones regulatorias habituales y se prevé para finales del 2021 o inicios del 2022. GeoPark continuará operando en los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet hasta que se complete el proceso de desinversión. La venta de estos bloques le permitirá a GeoPark reasignar recursos a sus operaciones centrales en Colombia y continuar mejorando sus operaciones.

Durante los primeros meses de 2021, los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet produjeron aproximadamente 2.200 bopd (58% petróleo, 42% gas natural), representando el 6% de la producción neta consolidada de petróleo y gas de GeoPark durante ese período.

Los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet tienen reservas PRMS netas probadas de aproximadamente 3,7 millones de barriles de petróleo equivalente, según la certificación 2020 de DeGolyer and MacNaughton's y ajustadas por producción durante el período de nueve meses que finalizó el 30 de septiembre de 2021.

DESEMPEÑO OPERATIVO CONSOLIDADO

Indicadores clave de desempeño:

Indicadores Clave	3T2021	2T2021	3T2020	9M2021	9M2020
Producción de petróleo ^a (bopd)	32.844	30.962	32.875	32.228	35.404
Producción de gas (mcfpd)	30.090	33.162	35.814	31.587	30.509
Producción neta promedio (boepd)	37.859	36.489	38.845	37.492	40.490
Precio de petróleo Brent (USD por bbl)	73,2	68,7	43,3	67,7	42,5
Precio obtenido combinado (USD por boe)	53,9	50,7	27,9	49,7	27,3
- Petróleo (USD por bbl)	60,3	57,0	31,7	55,7	29,8
- Gas (USD por mcf)	4,2	4,2	2,5	4,0	3,0
Venta de Petróleo crudo (en millones de USD)	163,5	153,8	89,3	454,6	262,2
Venta de gas (en millones de USD)	10,5	11,7	8,8	31,5	24,9
Ingresos (en millones de USD)	174,0	165,6	98,1	486,2	287,0
Contratos de gestión de riesgo de commodities ^b (en millones de USD)	-11,7	-47,7	2,7	-106,7	25,6
Costos operativos y de producción ^c (en millones de USD)	-49,2	-53,0	-28,4	-145,2	-90,2
Gastos de venta, G&G y G&A ^d (en millones de USD)	-15,6	-16,7	-14,4	-48,4	-49,4
EBITDA Ajustado (en millones de USD)	86,8	60,5	56,1	213,7	161,6
EBITDA Ajustado (USD por boe)	26,9	18,5	15,9	21,9	15,3
Netback operativo (USD por boe)	30,8	22,7	19,2	25,9	19,2
Resultado neto (pérdida) (en millones de USD)	37,0	-2,5	-4,3	24,2	-113,7
Gastos de capital (en millones de USD)	30,6	34,4	9,8	85,4	49,3
Adquisición de Amerisur ^e (en millones de USD)	-	-	-	-	272,3
Efectivo y equivalentes de efectivo (en millones de USD)	76,8	85,0	163,7	76,8	163,7
Deuda financiera a corto plazo (en millones de USD)	18,1	27,5	4,8	18,1	4,8
Deuda financiera a largo plazo (en millones de USD)	656,8	656,2	767,4	656,8	767,4
Deuda neta (en millones de USD)	598,1	598,7	608,4	598,1	608,4

a) Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 1.213, 1.245 y 1.284 bopd del 3T2021, 2T2021 y 3T2020, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Brasil, Chile ni Argentina.

b) Remitirse a la sección "Gestión de riesgo de commodity" más adelante.

c) Los costos operativos y de producción incluyen los costos operativos y regalías pagadas en efectivo.

d) Los gastos G&A y G&G incluyen pagos basados en acciones, no monetarios por USD 1,7 millones, USD 1,6 millones y USD 1,8 millones en el 3T2020, 2T2020 y 3T2020, respectivamente. Estos gastos se excluyen del cálculo del EBITDA Ajustado.

e) La adquisición de Amerisur se presenta adquirida neta de caja .

Producción: la producción de petróleo y gas en el 3T2021 aumentó un 4% a 37.859 boepd frente al 2T2021. En comparación con el 3T2020, la producción de petróleo y gas disminuyó un 3%, como resultado de una menor producción en Chile y Argentina, parcialmente contrarrestado por una mayor producción en Colombia y Brasil.

El petróleo representó el 87% y 85% de la producción total reportada en el 3T2021 y 3T2020, respectivamente.

Para más detalles, remitirse a los Resultados Operacionales del 3T2021 publicados el 19 de octubre de 2021.

Precios obtenidos y de referencia del petróleo: los precios del crudo Brent promediaron los USD 73,2 por bbl durante el 3T2021 y el precio de venta consolidado obtenido del petróleo promedió los USD 60,3 por bbl en el 3T2021.

La tabla a continuación presenta un desglose de los precios netos obtenidos y de referencia de petróleo en Colombia, Chile y Argentina durante el 3T2021 y 3T2020:

3T2021- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina
Precio de petróleo Brent (*)	73,2	73,2	73,2
Diferencial del marcador local	(4,1)	-	-
Descuentos comerciales, de transporte y otros	(8,8)	(9,2)	(16,1)
Precio obtenido de petróleo	60,3	64,0	57,1
Peso en mix de venta de petróleo	96%	1%	3%

3T2020- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina
Precio de petróleo Brent (*)	43,3	42,7	43,3
Diferencial del marcador local	(3,0)	-	-
Descuentos comerciales, de transporte y otros	(9,0)	(7,7)	(2,8)
Precio obtenido de petróleo	31,3	35,0	40,5
Peso en mix de venta de petróleo	94%	1%	5%

(*) El precio especificado de petróleo Brent difiere en cada país ya que las ventas se valúan con diferentes precios de referencia del Brent.

Ingresos: los ingresos consolidados aumentaron un 77% a USD 174,0 millones en el 3T2021 comparado con USD 98,1 millones del 3T2020, reflejando precios de petróleo y gas más altos, contrarrestado parcialmente por menores ventas de petróleo y gas (que disminuyeron un 8%, debido principalmente a menores ventas de gas).

Ventas de petróleo crudo: los ingresos consolidados por petróleo aumentaron un 83% a USD 163,5 millones en el 3T2021, impulsados principalmente por un incremento del 90% en los precios obtenidos de petróleo, contrarrestado parcialmente por una disminución del 3% en ventas del petróleo. Los ingresos por petróleo representaron el 94% de los ingresos totales en el 3T2021 y 91% en el 3T2020.

(En millones de USD)	3T2021	3T2020
Colombia	156,1	82,8
Chile	1,5	1,2
Argentina	5,7	5,3
Brasil	0,2	0,0
Ingresos por petróleo	163,5	89,3

- Colombia: en el 3T2021, los ingresos por petróleo aumentaron un 89% a USD 156,1 millones reflejando mayores precios obtenidos de petróleo, parcialmente contrarrestado por menores ventas de éste. Los precios obtenidos aumentaron un 93% a USD 60,3 por bbl debido a mayores precios de petróleo Brent mientras que las ventas de petróleo disminuyeron un 2% a 29.244 bopd. Los pagos earn-out aumentaron a USD 6,0 millones en el 3T2021, comparado con USD 3,4 millones en el 3T2020, en línea con mayores precios de petróleo.
- Chile: en el 3T2021, los ingresos por petróleo aumentaron un 30% a USD 1,5 millones reflejando mayores precios obtenidos, parcialmente contrarrestado por menores ventas de petróleo. Los precios obtenidos aumentaron un 83% a USD 64,0 por bbl debido a mayores precios de petróleo Brent mientras que las ventas de petróleo disminuyeron un 29% a 257 bopd.
- Argentina: en el 3T2021, los ingresos por petróleo aumentaron un 7% a USD 5,7 millones debido a mayores precios obtenidos de petróleo, parcialmente contrarrestado por menores volúmenes vendidos. Los precios obtenidos de petróleo aumentaron un 41% a USD 57,1 por bbl. Las ventas de petróleo disminuyeron un 28% a 1.019 bopd.

Ventas de gas: los ingresos consolidados por gas aumentaron un 19% a USD 10,5 millones en el 3T2021 comparado con USD 8,8 millones en el 3T2020, reflejando un incremento en los precios de gas del 69% parcialmente contrarrestado por una disminución del 29% en las ventas de éste. Los ingresos por gas representaron el 6% y 9% de los ingresos totales en el 3T2021 y 3T2020, respectivamente.

(En millones de USD)	3T2021	3T2020
Chile	4,1	4,2
Brasil	4,6	3,3
Argentina	1,3	0,8
Colombia	0,5	0,5
Ingresos por gas	10,5	8,8

- Chile: en el 3T2021, los ingresos por gas disminuyeron un 3% a USD 4,1 millones reflejando menores ventas de gas, que fueron parcialmente contrarrestadas por mayores precios de gas. Los precios del gas aumentaron un 56%, a USD 3,7 por mcf (USD 22,0 por boe) en el 3T2021. Las ventas de gas cayeron un 38% a 12.037 mcfpd (2.006 boepd).
- Brasil: en el 3T2021, los ingresos por gas aumentaron un 40% a USD 4,6 millones debido a mayores ventas de gas y mayores precios de éste. Las ventas de gas aumentaron un 12% del yacimiento de gas Manatí (no operado por GeoPark con una participación del 10%) a 9.716 mcfpd (1.619 boepd). Los precios del gas aumentaron un 25% a USD 5,2 por mcf (USD 31,1 por boe) debido principalmente al impacto del ajuste anual por inflación en vigencia desde enero de 2021.
- Argentina: en el 3T2021, los ingresos por gas aumentaron un 54% a USD 1,3 millones como resultado de mayores precios de gas y mayores ventas de éste. Los precios de gas aumentaron un 53% a USD 3,2 por mcf (USD 19,1 por boe) debido a las condiciones locales del mercado mientras que las ventas aumentaron un 1% a 4.351 mcfpd (725 boed).

Contratos de gestión de riesgo de commodities: los contratos consolidados de gestión de riesgos de commodities tuvieron una pérdida de USD 11,7 millones en el 3T2021 comparado con una ganancia de USD 2,7 millones en el 3T2020.

La siguiente tabla muestra un desglose de los contratos de gestión de riesgos de commodities obtenidos y no obtenidos en el 3T2021 y 3T2020:

(En millones de USD)	3T2021	3T2020
Ganancia (pérdida) obtenida	(22,4)	1,4
Ganancia no obtenida	10,6	1,3
Contratos de gestión de riesgo de commodities	(11,7)	2,7

La parte obtenida de los contratos de gestión de riesgos de commodities registró una pérdida de USD 22,4 millones en el 3T2021 comparado con una ganancia de USD 1,4 millones en el 3T2020. Las pérdidas obtenidas registradas en el 3T2021 reflejaron el impacto de coberturas zero cost collar que cubren una parte de la producción de petróleo de la Compañía con un promedio de precios tope por debajo de los precios de petróleo Brent actuales durante el trimestre.

La parte no obtenida de los contratos de gestión de riesgos de commodities registró una ganancia de USD 10,6 millones en el 3T2021 comparado con una ganancia de USD 1,3 millones en el 3T2020. Las ganancias no obtenidas durante el 3T2021 fueron el resultado de la reclasificación de USD 22,4 millones de pérdidas no obtenidas a obtenidas durante el 3T2021, parcialmente contrarrestado por pérdidas no obtenidas durante el trimestre, consecuencia del incremento en la curva forward del precio del petróleo Brent comparado con el 30 de junio de 2021, lo que disminuyó el valor de mercado del portafolio de cobertura de la Compañía más allá del 3T2021, tal fue medido el 30 de septiembre de 2021.

Remitirse a la sección "Contratos de gestión de riesgo de commodities relativos al petróleo" más adelante para una descripción de las coberturas vigentes a la fecha de esta publicación.

Costos operativos y de producción¹: los costos operativos y de producción consolidados aumentaron a USD 49,2 millones a partir de USD 28,4 millones como resultado de un incremento en las regalías en efectivo de USD 22,5 millones, parcialmente contrarrestado por menores costos operativos.

La siguiente tabla muestra un desglose de los costos operativos y de producción en el 3T2021 y 3T2020:

(En millones de USD)	3T2021	3T2020
Regalías en efectivo	(30,9)	(8,4)
Pago basado en acciones	(0,1)	(0,1)
Costos operativos	(18,2)	(19,9)
Costos operativos y de producción:	(49,2)	(28,4)

Las regalías consolidadas aumentaron a USD 30,9 millones en el 3T2021 comparado con USD 8,4 millones en el 3T2020, en línea con precios más altos de petróleo y gas, parcialmente contrarrestado por menores ventas de éstos.

Los costos operativos consolidados disminuyeron un 9% a USD 18,2 millones en el 3T2021 comparado con USD 19,9 millones en el 3T2020.

A continuación, se muestra el desglose de los costos operativos:

- Colombia: los costos operativos por boe ascendieron a USD 5,3 en el 3T2021 comparado con USD 5,9 en el 3T2020. Los costos operativos totales disminuyeron a USD 11,9 millones en el 3T2021 a partir de USD 15,1 millones en el 3T2020 debido a menores costos operativos por boe y menores ventas (las ventas en Colombia disminuyeron un 5%).
- Chile: los costos operativos por boe aumentaron a USD 10,6 en el 3T2021 comparado con USD 5,3 en el 3T2020. Los costos operativos totales aumentaron a USD 2,2 millones en el 3T2021 de USD 1,8 millones en el 3T2020 en línea con mayores costos operativos por boe parcialmente contrarrestado por menores ventas de petróleo y gas (las ventas en Chile disminuyeron un 37%).
- Brasil: los costos operativos por boe aumentaron a USD 7,6 en el 3T2021 comparado con USD 5,8 en el 3T2020. Los costos operativos totales aumentaron a USD 0,8 millones en el 3T2021 a partir de USD 0,3 millones en el 3T2020 debido a mayores costos operativos por boe y mayores ventas de gas en el yacimiento Manatí (las ventas en Brasil aumentaron un 12%).
- Argentina: los costos operativos por boe aumentaron a USD 20,6 en el 3T2021 comparado con USD 14,9 en el 3T2020. Los costos operativos totales aumentaron a USD 3,3 millones en el 3T2021 a partir de USD 2,8 millones en el 3T2020 debido a mayores costos operativos por boe y menores ventas de petróleo y gas (las ventas en Argentina disminuyeron un 19%).

¹ Los costos operativos por boe representan las cifras utilizadas en el cálculo de EBITDA Ajustado con ciertos ajustes a las cifras informadas.

Los menores costos operativos por boe en Chile y Argentina en el 3T2020 fueron resultado principalmente de actividades reducidas o suspendidas de intervención de pozo y de mantenimiento, a causa del bajo precio del petróleo.

Gastos de venta: los gastos de venta consolidados aumentaron a USD 1,8 millones en el 3T2021 comparado con USD 1,3 millones en el 3T2020.

Gastos administrativos: los gastos G&A consolidados ascendieron a USD 11,8 millones en el 3T2021 comparado con USD 10,4 millones en el 3T2020. Los montos registrados en el 3T2021 incluyen honorarios de consultoría y asesoramiento relativos a la Asamblea General de Accionistas celebrada en julio de 2021.

Gastos geológicos & geofísicos: los gastos G&G consolidados disminuyeron a USD 2,1 millones en el 3T2021 comparado con USD 2,8 millones en el 3T2020.

EBITDA Ajustado: el EBITDA Ajustado consolidado² aumentó un 55% a USD 86,8 millones, o USD 26,9 por boe, en el 3T2021 comparado con USD 56,1 millones, o USD 15,9 por boe, en el 3T2020.

(En millones de USD)	3T2021	3T2020
Colombia	83,1	53,4
Chile	2,7	2,7
Brasil	2,9	1,9
Argentina	2,2	0,4
Corporativo, Ecuador y Otro	(4,1)	(2,2)
EBITDA Ajustado	86,8	56,1

La siguiente tabla muestra la producción, volúmenes vendidos y el desglose de los componentes más significativos del EBITDA Ajustado para el 3T2021 y el 3T2020, sobre una base por país y por barril:

EBITDA Ajustado/boe	Colombia		Chile		Brasil		Argentina		Total	
	3T21	3T20	3T21	3T20	3T21	3T20	3T21	3T20	3T21	3T20
Producción (boepd)	31.565	31.297	2.354	3.610	1.791	1.581	2.149	2.357	37.859	38.845
Existencias, RIK ^a & Otros	(2.102)	(251)	(91)	(20)	(147)	(117)	(405)	(213)	(2.746)	(601)
Volumen de ventas (boepd)	29.463	31.046	2.263	3.590	1.644	1.464	1.744	2.144	35.113	38.244
% Petróleo	99,3%	96,5%	11%	10%	1%	1%	58%	66%	87%	83%
(USD por boe)										
Precio obtenido de petróleo	60,3	31,3	64,0	35,0	71,2	40,6	57,1	40,5	60,3	31,7
Precio obtenido de gas ^b	27,0	5,3	22,0	14,1	31,1	24,8	19,1	12,4	25,0	14,8
Earn-out	(2,2)	(1,2)	-	-	-	-	-	-	(2,1)	(1,0)
Precio combinado	57,8	29,2	26,8	16,2	31,6	25,0	43,3	31,1	53,8	27,9
Contratos de gestión de riesgo de commodities obtenidos	(8,2)	0,5	-	-	-	-	-	-	(6,9)	0,4
Costos operativos	(5,3)	(5,9)	(10,6)	(5,3)	(7,6)	(5,8)	(20,6)	(14,9)	(6,5)	(6,3)
Regalías en efectivo	(10,5)	(2,4)	(0,9)	(0,6)	(2,7)	(2,3)	(7,0)	(5,0)	(9,3)	(2,4)
Gastos de venta y otros	(0,1)	(0,3)	(0,4)	(0,2)	(0,0)	-	(2,1)	(2,2)	(0,2)	(0,4)
Netback operativo/boe	33,6	21,1	14,8	10,1	21,4	17,0	13,6	9,0	30,8	19,2
G&A, G&G & otros									(4,0)	(3,3)

² Ver "Conciliación del EBITDA Ajustado a los resultados (pérdida) antes del impuesto a las ganancias y EBITDA Ajustado por boe" incluida en este comunicado de prensa.

EBITDA Ajustado/boe**26,9 15,9**

a) Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 1.213, 1.245 y 1.284 bopd del 3T2021, 2T2021 y 3T2020, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Brasil, Chile ni Argentina.

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

Depreciación: los costos consolidados por depreciación disminuyeron un 11% a USD 23,6 millones en el 3T2021 comparado con USD 26,7 millones en el 3T2020 en línea con menores costos por depreciación por boe y menores volúmenes de ventas de petróleo y gas vendidos, que disminuyeron un 8%.

Bajas por resultados no exitosos de exploración: la baja consolidada por resultados no exitosos de exploración fue de USD 4,2 millones en el 3T2021, comparado con USD 0,6 millones en el 3T2020. Los montos registrados en el 3T2021 hacen referencia a costos no exitosos de exploración en Colombia.

Deterioro de activos no financieros: los gastos consolidados por deterioro ascendieron a una ganancia de USD 13,3 millones en el 3T2021 comparado con una pérdida de USD 1,0 millones en el 3T2020. Los montos registrados en el 3T2021 hacen referencia a la reversión de los gastos por deterioro previamente mencionados relativos a los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet en Argentina.

Otros ingresos (gastos): otros gastos operativos mostraron una pérdida de USD 1,6 millones en el 3T2021, comparado con una pérdida de USD 1,3 millones en el 3T2020.

RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y GANANCIAS DEL PERÍODO

Gastos financieros: los gastos financieros netos disminuyeron a USD 13,3 millones en el 3T2021, en comparación con los USD 15,8 millones del 3T2020, como resultado, principalmente, del proceso de desapalancamiento estratégico ejecutado en abril de 2021 que resultó en una significativa reducción de deuda con extensión de vencimientos y menor costo de deuda.

Cambio de divisas: los gastos netos por cambio de divisas ascendieron a una ganancia de USD 1,0 millones en el 3T2021 comparado con una pérdida de USD 0,7 millones en el 3T2020.

Impuesto a las ganancias: los impuestos a las ganancias totalizaron una pérdida de USD 31,9 millones en el 3T2021, en comparación con USD 16,3 millones de pérdida en el 3T2020, principalmente como resultado del efecto de mayores ganancias antes del impuesto registradas en el 3T2021 en comparación con el 3T2020.

Resultado: ganancia de USD 37,0 millones en el 3T2021, en comparación con una pérdida de USD 4,3 millones registrada en el 3T2020, debido principalmente a mayores ganancias operativas registradas en el 3T2021, parcialmente contrarrestado por mayores costos del impuesto a las ganancias.

BALANCE

Efectivo y equivalentes de efectivo: el efectivo y los equivalentes de efectivo totalizaron USD 76,8 millones al 30 de septiembre de 2021 comparado con USD 201,9 millones al 31 de diciembre de 2020.

La disminución neta en el efectivo y equivalentes de efectivo al 30 de septiembre de 2021, comparado con el 31 de diciembre de 2020, se explica a partir de lo siguiente:

(En millones de USD)	9M2021
Flujo de efectivo generado por las actividades operativas	128,8
Flujo de efectivo utilizado en las actividades de inversión	(84,3)
Flujo de efectivo utilizado en las actividades de financiación	(169,0)
Disminución neta en efectivo y equivalentes de efectivo	(124,4)

El flujo de efectivo generado por las actividades operativas se muestra neto del pago de impuestos en efectivo por USD 65,1 millones.

Los flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión incluyeron los gastos de capital incurridos por la Compañía como parte de su programa de trabajo 2021 de USD 125-140 millones, parcialmente contrarrestado por los ingresos de la venta de activos de USD 1,1 millones.

Los flujos de efectivo utilizados en las actividades de financiación incluyeron el proceso de desapalancamiento estratégico ejecutado en abril 2021 a través de una oferta para la adquisición de USD 255,0 millones de los bonos 2024 que fue financiada con una combinación de efectivo y equivalentes de efectivo y fondos obtenidos de la reapertura de los Bonos 2027.

Deuda financiera: la deuda financiera total, neta de costos de emisión, fue de USD 674,9 millones, incluyendo el remanente del Bono 2024, el Bono 2027 y otros préstamos bancarios de corto plazo totalizando USD 13,4 millones. Al 30 de septiembre de 2021, la deuda financiera a corto plazo era de USD 18,1 millones.

(En millones de USD)	30 septiembre 2021	31 dic 2020
Bonos 2024	169,0	428,7
Bonos 2027	492,5	352,1
Otros préstamos bancarios	13,4	3,7
Deuda financiera	674,9	784,6

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 12 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 30 de septiembre de 2021, disponible en la página web de la Compañía.

INDICADORES FINANCIEROS^a

(En millones de USD)

Al finalizar el período	Deuda financiera	Efectivo y equivalentes de efectivo	Deuda Neta	Deuda Neta/ EBITDA Aj. LTM	Cobertura Interés LTM
3T2020	772,2	163,7	608,4	2,5x	5,7x
4T2020	784,6	201,9	582,7	2,7x	4,5x
1T2021	773,0	187,6	585,4	2,8x	4,1x
2T2021	683,7	85,0	598,7	2,5x	4,9x
3T2021	674,9	76,8	598,1	2,2x	5,8x

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

Cláusulas sobre Bonos 2024 y 2027: el Bono 2024 y 2027 prevé compromisos 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, la Compañía podría cumplir estos compromisos si eligiera incurrir en más deuda.

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 12 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 30 de septiembre de 2021, disponible en la página web de la Compañía.

CONTRATOS DE GESTIÓN DE RIESGO DE COMMODITIES RELATIVOS AL PETRÓLEO

GeoPark cuenta con coberturas de petróleo que proveen protección de precio para los próximos 12 meses, alcanzando ahora 19.500 bopd en el 4T2021, 14.500 bopd en el 1T2022, 12.500 bopd en el 2T2022, 10.000 bopd en el 3T2022 y 4.500 bopd en el 4T2022.

La siguiente tabla resume los contratos de gestión de riesgo de commodities vigentes a la fecha de esta publicación:

Período	Tipo	Referencia	Volumen (bopd)	Términos del contrato (USD promedio por bbl)	
				Purchased Put	Sold Call
4T2021	Zero cost collar	Brent	19.500	43,7	62,7
1T2022	Zero cost collar	Brent	14.500	49,1	74,8
2T2022	Zero cost collar	Brent	12.500	53,4	79,4
3T2022	Zero cost collar	Brent	10.000	58,2	84,4
4T2022	Zero cost collar	Brent	4.500	60,0	85,1

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 4 de los estados financieros consolidados de GeoPark para el período finalizado el 30 de septiembre de 2021, disponible en la página web de la Compañía.

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

Colombia (En millones de USD)	3T2021	3T2020
Venta de petróleo crudo:	156,1	82,8
Venta de gas:	0,5	0,5
Ingresos	156,7	83,3
Costos operativos y de producción ^a	-41,2	-22,1
EBITDA Ajustado	83,1	53,4
Gastos de capital	30,4	9,7

Chile (En millones de USD)	3T2021	3T2020
Venta de petróleo crudo:	1,5	1,2
Venta de gas:	4,1	4,2
Ingresos	5,6	5,3
Costos operativos y de producción ^a	-2,4	-2,0
EBITDA Ajustado	2,7	2,7
Gastos de capital	0,1	0,0

Brasil (En millones de USD)	3T2021	3T2020
Venta de petróleo crudo:	0,2	0,1
Venta de gas:	4,6	3,3
Ingresos	4,8	3,4
Costos operativos y de producción ^a	-1,2	-0,6
EBITDA Ajustado	2,9	1,9
Gastos de capital	0,0	0,0

Argentina (En millones de USD)	3T2021	3T2020
Venta de petróleo crudo:	5,7	5,3
Venta de gas:	1,3	0,8
Ingresos	7,0	6,1
Costos operativos y de producción ^a	-4,4	-3,8
EBITDA Ajustado	2,2	0,4
Gastos de capital	0,0	0,0

a) Costos operativos y de producción = Costos operativos + Regalías+ Pagos basados en acciones.

ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO
(INFORMACION TRIMESTRAL SIN AUDITAR)

(En millones de USD)

	3T2021	3T2020	9M2021	9M2020
INGRESOS				
Venta de petróleo crudo:	163,5	89,3	454,6	262,2
Venta de gas:	10,5	8,8	31,5	24,9
INGRESO TOTAL	174,0	98,1	486,2	287,0
Contratos de gestión de riesgo de commodities	-11,7	2,7	-106,7	25,6
Costos operativos y de producción:	-49,2	-28,4	-145,2	-90,2
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	-2,1	-2,8	-7,2	-10,2
Gastos administrativos (G&A)	-11,8	-10,4	-35,8	-34,4
Gastos de venta	-1,8	-1,3	-5,3	-4,9
Depreciación	-23,6	-26,7	-66,8	-89,3
Bajas por resultados no exitosos de exploración	-4,2	-0,6	-12,3	-3,8
Pérdida por deterioro en activos no financieros	13,3	-1,0	13,3	-98,5
Otros operativos	-1,6	-1,3	-3,7	-8,9
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	81,3	28,5	116,4	-27,5
Costos financieros, neto	-13,3	-15,8	-49,4	-45,0
Ganancia por Cambio de Divisas (pérdida)	1,0	-0,7	5,4	-6,7
RESULTADOS (PERDIDA) ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	68,9	12,0	72,4	-79,3
Impuesto a las ganancias:	-31,9	-16,3	-48,2	-34,5
RESULTADOS (PERDIDA) PARA EL PERIODO	37,0	-4,3	24,2	-113,7

**ESTADO DE POSICIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO RESUMIDO
(INFORMACION TRIMESTRAL SIN AUDITAR)**

(En millones de USD)	Sep '21	Dic '20
Activo no corriente		
Propiedad, planta y equipos	607,4	614,7
Otros activos no corrientes	48,5	54,0
Total activo no corriente	655,9	668,7
Activo corriente		
Existencias	13,8	13,3
Créditos comerciales	64,1	46,9
Otros activos corrientes	40,6	29,5
Efectivo en bancos y en caja	76,8	201,9
Total activo corriente	195,3	291,6
Total activo	851,3	960,3
Patrimonio neto		
Atribuible a propietarios de GeoPark	-89,9	-109,2
Total patrimonio neto	-89,9	-109,2
Pasivo no corriente		
Préstamos	656,8	766,9
Otros pasivos no corrientes	83,7	105,9
Total pasivo no corriente	740,5	872,8
Pasivo corriente		
Préstamos	18,1	17,7
Otros pasivos corrientes	182,6	179,0
Total pasivo corriente	200,7	196,7
Total pasivo	941,2	1.069,5
Total pasivo y patrimonio	851,3	960,3

**ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO RESUMIDO
(SIN AUDITAR)**

(En millones de USD)	3T2021	3T2020	9M2021	9M2020
Flujo de efectivo generado por las actividades operativas	49,9	45,7	128,8	91,6
Flujo de efectivo utilizado en las actividades de inversión	-30,7	-9,8	-84,3	-321,6
Flujo de efectivo (utilizado) de las actividades de financiación	-27,1	-29,5	-169,0	284,2

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

9M2021 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	204,7	5,8	9,7	4,9	-11,4	213,7
Depreciación	-44,1	-10,7	-3,1	-8,8	-0,2	-66,8
Contratos de gestión de riesgo de commodities no obtenidos	-28,0	-	-	-	-	-28,0
Bajas por resultados no exitosos de exploración y deterioro	-7,8	-4,4	-	13,3	-	1,0
Pago basado en acciones	-0,6	-0,1	-	-0,1	-4,9	-5,7
Contabilización de contratos de arrendamiento- NIIF 16	3,1	0,5	1,2	0,6	0,2	5,6
Otros	-0,8	-0,1	-0,2	-1,6	-0,8	-3,4
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	126,5	-9,0	7,7	8,2	-17,1	116,4
Costos financieros, neto						-49,4
Cargos por cambio de divisas, neto						5,4
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						72,4
9M2020 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	158,1	7,9	2,5	2,9	-9,8	161,6
Depreciación	-47,9	-25,2	-2,5	-13,3	-0,4	-89,3
Contratos de gestión de riesgo de commodities no obtenidos	9,9	-	-	-	-	9,9
Bajas por resultados no exitosos de exploración y deterioro	-	-53,5	-1,6	-16,2	-31,0	-102,3
Pago basado en acciones	-0,3	-0,1	-	-0,1	-5,4	-5,8
Contabilización de contratos de arrendamiento- NIIF 16	4,6	0,1	1,6	0,7	0,3	7,3
Otros	0,2	-0,5	-0,3	-1,8	-6,5	-8,8
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	124,6	-71,3	-0,2	-27,9	-52,8	-27,5
Costos financieros, neto						-45,0
Cargos por cambio de divisas, neto						-6,7
PÉRDIDA ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						-79,3

(a) Incluye Perú, Ecuador y Corporativo.

INFORMACIÓN DE TELECONFERENCIA

Fecha de informe para la publicación de resultados del 3T2021 y Pautas de Inversión y Programa de Trabajo 2022

El equipo directivo de GeoPark tendrá una conferencia telefónica el 11 de noviembre de 2021 a las 10:00 a.m. (hora estándar del este) a fin de presentar los resultados financieros del 3T2021 y las pautas de inversión y programa de trabajo 2022.

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, o haciendo clic en el siguiente enlace:

<https://event.on24.com/wcc/r/3404998/49B85E71C767F2F0CD2B7D8F29290C79>

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

Participantes de Estados Unidos: 1 844-200-6205
Participantes internacionales: +1-929-526-1599
Código de entrada: 477606

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
T: +562 2242 9600
ssteimel@geo-park.com

Miguel Bello
Market Access Director
T: +562 2242 9600
mbello@geo-park.com

Diego Gully
Investor Relations Director
T: +5411 4312 9400
dgully@geo-park.com

MEDIOS:

Departamento de Comunicaciones
communications@geo-park.com

GLOSARIO

Bonos 2024	Bonos Senior al 6,500% con vencimiento 2024
Bonos 2027	Bonos Senior al 5,500% con vencimiento 2027
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, devengo 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 devengo 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 incorporaciones de reservas netas aplicables antes de los cambios en el Capital de Desarrollo Futuro
G&A	Gastos administrativos
G&G	Gastos geológicos y geofísicos
LTM	Últimos doce meses
Mboe	miles de barriles de petróleo equivalente
Mmbo	millones de barriles de petróleo
Mmboe	millones de barriles de petróleo equivalente
Mcfpd	miles de pies cúbicos por día
Mmcfpd	millones de pies cúbicos por día
Mm³/día	miles de metros cúbicos por día

PRMS	Petroleum Resources Management System (Sistema de gestión de recursos de petróleo)
Participación	"working interest" o participación
VPN10	Valor presente de ingresos futuros estimados de petróleo y gas, neto de gastos directos estimados, descontado en una tasa anual del 10%.
Sqkm	Kilómetros cuadrados

AVISO

Para 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 la venta de activos en Argentina, la desinversión del yacimiento de gas Manatí, las metas de reducción de emisiones, la producción esperada o futura, crecimiento de la producción y rendimiento operativo y financiero, netback operativo, oportunidades futuras, nuestro dividendo u otras distribuciones y el plan de gastos de capital. Las declaraciones prospectivas se basan en las creencias y suposiciones de la gerencia 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 su desempeño operativo y comparar los resultados de sus operaciones de período a período sin tener en cuenta sus métodos de financiamiento o estructura de capital. El cálculo del EBITDA Ajustado, el flujo de caja 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, devengo 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.

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 del desempeño operativo o liquidez de la Compañía. 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. For a reconciliation of Operating Netback per boe to the IFRS financial measure of profit for the year or corresponding period, see the accompanying financial tables.

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