



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK REPORTA LOS RESULTADOS DEL CUARTO TRIMESTRE Y RESULTADOS ANUALES DEL 2021

LOS RESULTADOS OPERATIVOS Y LA GENERACIÓN DE EFECTIVO EN 2021 FINANCIARON LA REDUCCIÓN DE DEUDA Y MAYORES RETORNOS A LOS ACCIONISTAS

EL PROGRAMA DE TRABAJO 2022 REPORTA RESULTADOS Y ACELERA EL CRECIMIENTO RENTABLE

Bogotá, Colombia- 9 de marzo de 2022 - GeoPark Limited ("GeoPark" o la "Compañía") (NYSE: GPRK), compañía latinoamericana independiente líder en exploración, operación y consolidación de petróleo y gas informa hoy sus resultados financieros consolidados correspondientes al trimestre (en adelante denominado "Cuarto Trimestre" o "4T2021") y los resultados anuales, para el año finalizado el 31 de diciembre de 2021 ("Año completo" o "FY2021"). Para analizar los resultados financieros del 4T2021 se realizará una conferencia telefónica el 10 de marzo de 2022 a las 10:00 de la mañana (hora estándar 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 31 de diciembre de 2021, disponibles en el sitio web de la Compañía.

DATOS MÁS SIGNIFICATIVOS DEL CUARTO TRIMESTRE Y TOTALES DEL AÑO 2021

Ejecución operacional consistente

- Producción de petróleo y gas trimestral de 37.928 boepd/ producción de petróleo y gas del año completo de 37.602 boepd (o 35.466 boepd pro forma, excluyendo la producción de los bloques de Argentina, vendidos el 31 de enero de 2022¹)
- Producción operada bruta consolidada del año completo de 62.270 boepd.
- Producción anual bruta del bloque CPO-5 (no operado por GeoPark con una participación del 30%) aumentó un 55% en contraste con el 2020 a 12.407 bopd
- 32 pozos brutos perforados en el 2021 (29 operados con una tasa de éxito del 96%).
- Más de 350 km² de adquisición de sísmica 3D durante el 2021 en las cuencas Llanos y Putumayo en Colombia.

Mejoras en el capital y en la rentabilidad

- Gastos de capital de USD 43,9 millones/ gastos de capital de todo el año de USD 129,3 millones
- Índice de EBITDA Ajustado 2021 sobre gastos de capital de 2,3 x (3,2x excluyendo pérdidas por cobertura en efectivo)
- Se redujeron los costos de G&G y G&A del año en un 16% a USD 54,7 millones (31% más bajos con respecto a 2019).

Creciente generación de efectivo y de resultados

- Ingresos aumentaron un 90% a USD 202,4 millones/ ingresos del año completo aumentaron un 75% USD 688,5 millones.
- EBITDA Ajustado aumentó un 56% a USD 87,1 millones/ EBITDA Ajustado del año completo aumentó un 38% USD 300,8 millones.
- Resultados netos de USD 36,9 millones/ resultados netos del año completo de USD 61,1 millones.

¹ GeoPark no informa la producción de Argentina desde el cierre de la transacción el 31 de enero de 2022.

Menos deuda y balance más sólido

- Efectivo disponible USD 100,6 millones.
- USD 105 millones en pago a cuenta de deuda en 2021
- Apalancamiento neto de 1,9x (2,7x en diciembre de 2020)

Mayor retorno a los accionistas

- Los retornos directos a los accionistas durante el 4T2021 totalizaron USD 8,9 millones² (un 36% más que el 3T2021).
- Programa discrecional de recompra de acciones vigente de hasta el 10% de acciones en circulación, hasta noviembre del 2022.
- Duplicación del dividendo trimestral en efectivo a USD 5,0 millones (USD 0,082 por acción) pagadero el 31 de marzo de 2022.

Programa de perforación de 40-48 pozos en marcha y arrojando resultados

- Programa autofinanciado de gastos de capital 2022 de USD 160-180 millones para la perforación de 40-48 pozos brutos.
- En Ecuador, en el Bloque Perico (no operado por GeoPark con una participación del 50%): primer descubrimiento con el pozo Jandaya 1 ahora produciendo 870 boepd brutos (770 petróleo liviano y 0,6 mmcfpd de gas) con un corte de agua del 1,7%.
- En Colombia en el bloque CPO-5: se perforó el pozo de desarrollo Índico 4 y produce actualmente 4.200 bopd brutos de petróleo liviano con menos del 0,2% de corte de agua. Se está perforando en este momento el pozo de desarrollo Índico 5 seguido de una campaña de perforación de exploración de alto impacto a finales del 1T2022.
- En Colombia, en el Bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%): 7 nuevos pozos de desarrollo brutos perforados en los yacimientos de petróleo Tigana, Jacana y Tigui.

Generación de efectivo y producción 2022

- El aumento de la producción meta del 2022 del 5-10% a 35.500-37.500 boepd, no incluye la producción de Argentina³ y Brasil⁴ ni cualquier producción potencial de los 15-20 pozos de exploración que se están perforando.
- A un precio Brent de USD 80-85/ bbl el programa de trabajo generaría un flujo de caja libre de USD 210-240 millones, un rendimiento del 25-30%.
- A un precio Brent de USD 95-100/ bbl, el programa de trabajo genera un flujo de caja libre de USD 260-280 millones, un rendimiento del 31-33%.
- El flujo de caja libre será utilizado para: (i) financiar cualquier oportunidad de capital adicional dentro del portafolio, (ii) pagar de manera parcial o total el Bono 2024 (USD 170 millones de capital remanente), así como (iii) aumentar los retornos a los accionistas (a través de dividendos y programas de recompra) y otros objetivos corporativos.

James F. Park, CEO de GeoPark, expresó: "Gracias nuevamente al increíble equipo de GeoPark por cumplir un exitoso 2021 y continuar tornándonos en una Compañía más preparada y más fuerte, más allá de un mundo en constante cambio. Comenzando como siempre con un rendimiento operativo en campo y trabajando minuciosamente en toda la Compañía para mejorar cada día, el año concluyó robustamente con más generación de efectivo, menores costos de estructura, menor huella de carbono, más utilidades, menos deuda y más retornos a los accionistas, incluyendo incremento en los dividendos. Y el 2022, basándose en este gran impulso, ya comenzó y está en marcha. Apoyados por nuestros activos centrales de producción de bajo costo, contamos con 10 equipos operando como parte de una gran campaña de perforación de 40-48 pozos, y con resultados positivos por delante, incluyendo un ambicioso programa de perforación de exploración enfocado en oportunidades de bajo riesgo y rápida conexión en cuencas probadas de alto potencial. Y, por supuesto, existe un poderoso viento a favor hoy con los altos precios del petróleo y la fuerte demanda de la energía que estamos encontrando y produciendo."

² USD 6,4 millones en recompra de acciones más USD 2,5 millones en dividendos trimestrales.

³ GeoPark no informa la producción de Argentina desde el cierre de la transacción el 31 de enero de 2022.

⁴ Remitirse a la sección "Actualización del proceso de desinversión del yacimiento de gas Manatí en Brasil" incluido en este comunicado.

ACTUALIZACIÓN DE LA GESTIÓN DEL PORTAFOLIO

Conclusión del proceso de desinversión de Argentina

En 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 por un monto total de USD 16 millones. El cierre de la transacción se llevó a cabo el 31 de enero de 2022 y GeoPark no informa la producción de estos bloques desde esa fecha.

Actualización sobre el proceso de desinversión del yacimiento de gas Manatí en Brasil

En noviembre de 2020, GeoPark firmó un acuerdo para vender su participación no operada del 10% en el yacimiento de gas Manatí a Gas Bridge por una suma total de R\$ 144,4 millones (USD ~28 millones a un cambio de R\$ 5,1 por dólar), incluyendo un pago fijo de R\$ 124,4 millones más un earn-out de R\$ 20,0 millones, todo sujeto a la obtención de determinadas aprobaciones regulatorias. La transacción está sujeta a determinadas condiciones que deben cumplirse antes del 31 de marzo 2022 y que, a la fecha de este comunicado, no se han cumplido.

LOGROS Y RECONOCIMIENTOS RELATIVOS A SPEED/ ESG+

Actualización relativa a la planta solar fotovoltaica y la electrificación

La electrificación del bloque Llanos 34 está en marcha y completa en un 51%. Esta conexión mejorará la confiabilidad operacional general y reducirá las emisiones de carbono y los costos de generación de energía; se espera que esté completamente operativa en el 2S2022. Además, la planta solar fotovoltaica en el bloque Llanos 34 está completa en un 80% y estará completamente operativa en el 1S2022.

Inclusión en el Índice de Igualdad de Género de Bloomberg

En enero de 2022, GeoPark fue añadida al Índice de igualdad de género de Bloomberg, incluyendo compañías con las mejores prácticas y políticas relacionadas con la equidad de género.

DESEMPEÑO OPERATIVO CONSOLIDADO

Indicadores clave de desempeño:

Indicadores Clave	4T2021	3T2021	4T2020	FY2021	FY2020
Producción de petróleo ^a (bopd)	33.205	32.844	33.238	32.474	34.860
Producción de gas (mcfpd)	28.338	30.090	36.390	30.768	31.992
Producción neta promedio (boepd)	37.928	37.859	39.304	37.602	40.192
Precio de petróleo Brent (USD por bbl)	79,0	73,2	46,0	70,7	43,2
Precio obtenido combinado (USD por boe)	59,3	53,9	31,7	52,2	28,4
- Petróleo (USD por bbl)	65,9	60,3	35,5	58,4	31,2
- Gas (USD por mcf)	4,0	4,2	3,0	4,0	3,0
Venta de petróleo crudo (en millones de USD)	192,9	163,5	97,5	647,6	359,6
Venta de gas (en millones de USD)	9,5	10,5	9,2	40,9	34,1
Ingresos (en millones de USD)	202,4	174,0	106,7	688,5	393,7
Contratos de gestión de riesgo de commodities ^b (en millones de USD)	(2,5)	(11,7)	(17,5)	(109,2)	8,1
Costos operativos y de producción ^c (en millones de USD)	(67,6)	(49,2)	(34,9)	(212,8)	(125,1)
G&G, G&A ^d (en millones de USD)	(11,6)	(13,8)	(20,7)	(54,7)	(65,3)
Gastos de venta (en millones de USD)	(3,4)	(1,8)	(1,0)	(8,8)	(5,8)
EBITDA Ajustado (en millones de USD)	87,1	86,8	56,0	300,8	217,5
EBITDA Ajustado (USD por boe)	25,5	26,9	16,6	22,8	15,7

Netback operativo (USD por boe)	29,0	30,8	22,2	26,7	19,9
Resultado neto (pérdida) (en millones de USD)	36,9	37,0	(119,2)	61,1	(233,0)
Gastos de capital (en millones de USD)	43,9	30,6	26,1	129,3	75,3
Adquisición de Amerisur ^e (en millones de USD)	-	-	-	-	272,3
Efectivo y equivalentes de efectivo (en millones de USD)	100,6	76,8	201,9	100,6	201,9
Deuda financiera a corto plazo (en millones de USD)	17,9	18,1	17,7	17,9	17,7
Deuda financiera a largo plazo (en millones de USD)	656,2	656,8	766,9	656,2	766,9
Deuda neta (en millones de USD)	573,5	598,1	582,7	573,5	582,7

- a) Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 1.119, 1.213 y 986 bopd del 4T2021, 3T2021 y 4T2020, 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 0,9 millones, USD 1,7 millones y USD 2,3 millones en el 4T2021, 3T2021 y 4T2020, respectivamente. Estos gastos se excluyen del cálculo del EBITDA Ajustado.
- e) La adquisición de Amerisur se presenta adquirida neta de caja.

Producción: Producción consolidada de petróleo y gas en el 4T2021 fue de 37.928 boepd. En comparación con el 4T2020, la producción de petróleo y gas disminuyó un 4%, como resultado de una menor producción en Chile, Brasil y Argentina, parcialmente contrarrestado por un leve incremento de la producción en Colombia.

El petróleo representó el 88% y 85% de la producción total reportada en el 4T2021 y 4T2020, respectivamente.

Para más detalles, remitirse a los Resultados Operacionales del 4T2021 publicados el 19 de enero de 2022.

Precios obtenidos y de referencia del petróleo: Los precios del crudo Brent promediaron los USD 79,0 por bbl durante el 4T2021 y el precio de venta consolidado obtenido del petróleo promedió los USD 65,9 por bbl en el 4T2021.

La tabla a continuación presenta un desglose de los precios netos obtenidos y de referencia de petróleo en Colombia, Chile y Argentina durante el 4T2021 y 4T2020:

4T2021- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina
Precio de petróleo Brent (*)	79,0	80,5	79,0
Diferencial del marcador local	(4,8)	-	-
Descuentos comerciales, de transporte y otros	(8,1)	(8,0)	(19,8)
Precio obtenido de petróleo	66,1	72,5	59,2
Peso en mix de ventas de petróleo	95%	1%	4%

4T2020- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina
Precio de petróleo Brent (*)	46,0	45,6	46,0
Diferencial del marcador local	(2,3)	-	-
Descuentos comerciales, de transporte y otros	(8,4)	(7,8)	(5,0)
Precio obtenido de petróleo	35,3	37,8	41,0
Peso en mix de ventas de petróleo	95%	1%	4%

(*) 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 90% a USD 202,4 millones en el 4T2021 comparado con USD 106,7 millones del 4T2020, reflejando precios de petróleo y gas más altos y, en menor medida, un 2% de incremento en las ventas de petróleo y gas.

Ventas de petróleo crudo: los ingresos consolidados por petróleo aumentaron un 98% a USD 192,9 millones en el 4T2021, impulsados por un aumento del 87% en los precios obtenidos de petróleo y, en menor medida, un 6% de aumento en las ventas de éste. Los ingresos por petróleo representaron el 95% de los ingresos totales en el 4T2021 y 91% en el 4T2020.

(En millones de USD)	4T2021	4T2020
Colombia	184,0	91,6
Chile	2,3	1,3
Argentina	6,4	4,4
Brasil	0,2	0,2
Ingresos por petróleo	192,9	97,5

- Colombia: en el 4T2021, los ingresos por petróleo aumentaron un 101% a USD 184,0 millones reflejando mayores precios obtenidos de petróleo y mayores ventas de éste. Los precios obtenidos aumentaron un 87% a USD 66,1 por bbl debido a mayores precios de petróleo Brent mientras que las ventas de petróleo aumentaron un 6% a 31.277 bopd. Los pagos earn-out aumentaron a USD 6,0 millones en el 4T2021, comparado con USD 3,6 millones en el 4T2020, en línea con mayores precios de petróleo.
- Chile: en el 4T2021, los ingresos por petróleo aumentaron un 69% a USD 2,3 millones reflejando mayores precios obtenidos, que fueron parcialmente contrarrestados por menores ventas de petróleo. Los precios obtenidos aumentaron un 92% a USD 72,5 por bbl debido a mayores precios de petróleo Brent mientras que las ventas de petróleo disminuyeron un 12% a 339 bopd.
- Argentina: los ingresos por petróleo en el 4T2021 aumentaron un 45% a USD 6,4 millones debido a precios obtenidos de petróleo un 44% más altos de USD 59,2 por bbl. Las ventas de petróleo permanecieron estables a 1.175 bopd.

Ventas de gas: los ingresos consolidados por gas aumentaron un 3% a USD 9,5 millones en el 4T2021 comparado con USD 9,2 millones en el 4T2020, reflejando un incremento en los precios de gas del 35% parcialmente contrarrestado por una disminución del 24% en las ventas de éste. Los ingresos por gas representaron el 5% y 9% de los ingresos totales en el 4T2021 y 4T2020, respectivamente.

(En millones de USD)	4T2021	4T2020
Chile	3,5	3,5
Brasil	4,5	4,5
Argentina	1,0	0,6
Colombia	0,5	0,6
Ingresos por gas	9,5	9,2

- Chile: en el 4T2021, los ingresos por gas permanecieron estables a USD 3,5 millones reflejando menores ventas de gas, que fueron parcialmente contrarrestadas por mayores precios de gas. Las ventas de gas cayeron un 38% a 10.254 mcfpd (1.709 boepd). Los precios del gas aumentaron un 61%, a USD 3,7 por mcf (USD 22,0 por boe) en el 4T2021.
- Brasil: en el 4T2021, los ingresos por gas permanecieron estables a USD 4,5 millones, debido a mayores precios de gas, que fueron parcialmente contrarrestados por menores ventas de gas. Los precios de gas aumentaron un 20% a USD 5,0 por mcf (USD 29,9 por boe). Las ventas de gas disminuyeron un 16% del

yacimiento de gas Manatí (no operado por GeoPark con una participación del 10%) a 9.881 mcfpd (1.647 boepd).

- Argentina: en el 4T2021, los ingresos por gas aumentaron un 49% a USD 1,0 millones como resultado de mayores precios de gas y mayores ventas de éste. Los precios de gas aumentaron un 47% a USD 2,4 por mcf (USD 14,4 por boe) mientras que las ventas aumentaron un 2% a 4.327 mcfpd (721 boed).

Contratos de gestión de riesgo de commodities: los contratos consolidados de gestión de riesgos de commodities tuvieron una pérdida de USD 2,5 millones en el 4T2021 comparado con una pérdida de USD 17,5 millones en el 4T2020.

La siguiente tabla muestra un desglose de los contratos de gestión de riesgos de commodities obtenidos y no obtenidos en el 4T2021 y 4T2020:

(En millones de USD)	4T2021	4T2020
Ganancia (pérdida) obtenida	(31,0)	5,3
Ganancia (pérdida) no obtenida	28,5	(22,8)
Contratos de gestión de riesgo de commodities	(2,5)	(17,5)

La parte obtenida de los contratos de gestión de riesgos de commodities registró una pérdida de USD 31,0 millones en el 4T2021 comparado con una ganancia de USD 5,3 millones en el 4T2020. Las pérdidas obtenidas registradas en el 4T2021 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 tuvieron una ganancia de USD 28,5 millones en el 4T2021 comparado con una pérdida de USD 22,8 millones en el 4T2020. Las ganancias no obtenidas durante el 4T2021 fueron el resultado de la reclasificación de las pérdidas no obtenidas a obtenidas durante el 4T2021 más las pérdidas no obtenidas devengadas en el 4T2021 debido al incremento en la curva de precios futuros del Brent el 31 de diciembre de 2021 comparado con 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 producción⁵: los costos operativos y de producción consolidados aumentaron a USD 67,6 millones de USD 34,9 millones, principalmente como resultado de un incremento de USD 26,2 millones en regalías en efectivo debido a mayores precios de petróleo y gas y, en menor medida, debido al aumento de costos operativos.

La siguiente tabla muestra un desglose de los costos operativos y de producción en el 4T2021 y 4T2020:

(En millones de USD)	4T2021	4T2020
Regalías en efectivo	(37,7)	(11,6)
Pago basado en acciones	(0,1)	(0,4)
Costos operativos	(29,8)	(22,9)
Costos operativos y de producción:	(67,6)	(34,9)

Las regalías consolidadas aumentaron a USD 37,7 millones en el 4T2021, comparado con USD 11,6 millones en el 4T2020, en línea con mayores precios de petróleo y gas.

Los costos operativos consolidados aumentaron a USD 29,8 millones en el 4T2021, comparado con USD 22,9 millones en el 4T2020.

⁵ Los costos operativos por boe representan las cifras utilizadas en el cálculo de EBITDA Ajustado con ciertos ajustes en las cifras reportadas.

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

- Colombia: los costos operativos por boe ascendieron a USD 7,7 en el 4T2021 comparado con USD 6,5 en el 4T2020. Los costos operativos totales aumentaron a USD 21,4 millones en el 4T2021 de USD 16,4 millones en el 4T2020 debido a mayores ventas (las ventas en Colombia aumentaron un 6%) y mayores costos operativos por boe como resultado de la reducción de existencias en el bloque Platanillo, con costos más altos por boe que los bloques Llanos 34 o CPO-5, combinado con costos de mantenimiento más altos.
- Chile: los costos operativos por boe ascendieron a USD 14,9 en el 4T2021 comparado con USD 8,9 en el 4T2020. Los costos operativos totales aumentaron a USD 2,8 millones en el 4T2021 de USD 2,6 millones en el 4T2020 en línea con mayores costos operativos por boe parcialmente contrarrestado por menores ventas de petróleo y gas (las ventas en Chile disminuyeron un 35%).
- Brasil: los costos operativos por boe ascendieron a USD 7,4 en el 4T2021 comparado con USD 7,6 en el 4T2020. Los costos operativos totales disminuyeron a USD 0,8 millones en el 4T2021 a partir de USD 0,9 millones en el 4T2020 debido a menores costos operativos por boe reflejando menores ventas de gas en el yacimiento Manatí (las ventas en Brasil disminuyeron un 16%).
- Argentina: los costos operativos por boe ascendieron a USD 27,8 en el 4T2021 comparado con USD 18,5 en el 4T2020. Los costos operativos totales aumentaron a USD 4,8 millones en el 4T2021 a partir de USD 3,1 millones en el 4T2020 debido a mayores costos operativos por boe y mayores ventas de petróleo y gas.

Los menores costos operativos por boe en Chile y Argentina en el 4T2020 fueron resultado principalmente de actividades reducidas o suspendidas de intervención de pozo y de mantenimiento, a causa del bajo precio del petróleo en el 2020.

Gastos de venta: los gastos de venta consolidados aumentaron a USD 3,4 millones en el 4T2021 comparado con USD 0,9 millones en el 4T2020.

Gastos administrativos: los costos consolidados G&A disminuyeron a USD 11,0 millones en el 4T2021 comparado con USD 16,0 millones en el 4T2020 debido a menores costos de staff y mayor asignación a operaciones conjuntas.

Gastos geológicos & geofísicos: los gastos G&G consolidados disminuyeron a USD 0,6 millones en el 4T2021 comparado con USD 4,8 millones en el 4T2020 debido a menores costos de staff.

EBITDA Ajustado: el EBITDA Ajustado consolidado⁶ aumentó un 56% a USD 87,1 millones, o USD 25,5 por boe, en el 4T2021 comparado con USD 56,0 millones, o USD 16,6 por boe, en el 4T2020.

(En millones de USD)	4T2021	4T2020
Colombia	90,1	60,5
Chile	1,8	0,3
Brasil	2,9	2,2
Argentina	(2,8)	(1,7)
Corporativo, Ecuador y Otro	(4,9)	(5,3)
EBITDA Ajustado	87,1	56,0

La siguiente tabla muestra la producción, volúmenes vendidos y el desglose de los componentes más significativos del EBITDA Ajustado para el 4T2021 y el 4T2020, sobre una base por país y por barril:

⁶ 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	Colombia		Chile		Brasil		Argentina		Total	
	4T21	4T20	4T21	4T20	4T21	4T20	4T21	4T20	4T21	4T20
Producción (boepd)	32.002	31.858	2.162	3.133	1.822	2.167	1.942	2.146	37.928	39.304
Existencias, RIK ^a & Otros	(512)	(2.329)	(114)	11	(150)	(187)	(46)	(266)	(822)	(2.771)
Volumen de ventas (boepd)	31.490	29.529	2.048	3.144	1.672	1.980	1.896	1.880	37.106	36.533
% Petróleo	99,3%	99,3%	17%	12%	2%	1%	62%	62%	88%	85%
(USD por boe)										
Precio obtenido de petróleo	66,1	35,3	72,5	37,8	79,5	43,2	59,2	41,0	65,9	35,5
Precio obtenido de gas ^b	26,7	31,3	22,0	13,7	29,9	24,9	14,4	9,8	24,0	17,7
Earn-out	(2,1)	(1,3)	-	-	-	-	-	-	(2,0)	(1,1)
Precio combinado	63,7	33,9	30,3	16,6	30,6	25,2	42,2	29,3	59,3	31,7
Contratos de gestión de riesgo de commodities obtenidos	(10,7)	2,0	-	-	-	-	-	-	(9,1)	1,6
Costos operativos	(7,7)	(6,5)	(14,9)	(8,9)	(7,4)	(7,6)	(27,8)	(18,5)	(9,1)	(7,4)
Regalías en efectivo	(12,5)	(3,8)	(1,2)	(0,6)	(2,2)	(2,0)	(5,8)	(4,5)	(11,1)	(3,4)
Gastos de venta y otros	(1,0)	(0,2)	(0,4)	(0,3)	(0,0)	-	(2,5)	(1,2)	(1,0)	(0,3)
Netback operativo/boe	31,8	25,4	13,9	6,9	21,0	15,6	6,0	5,2	29,0	22,2
G&A, G&G & otros									(3,5)	(5,6)
EBITDA Ajustado/boe									25,5	16,6

a) Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 1.119 y 986 bopd del 4T2021 y el 4T2020, 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 de depreciación disminuyeron un 23% a USD 22,2 millones en el 4T2021 comparado con USD 28,8 millones en el 4T2020 en línea con menores costos de depreciación por boe, parcialmente contrarrestado por un incremento del 2% en los volúmenes de venta de petróleo y gas.

Bajas por resultados no exitosos de exploración: la baja consolidada por resultados no exitosos de exploración fue de cero en el 4T2021, comparado con USD 48,9 millones en el 4T2020.

Deterioro de activos no financieros: los gastos consolidados por deterioro ascendieron a una pérdida de USD 17,6 millones en el 4T2021 comparado con una pérdida de USD 35,4 millones en el 4T2020. Los gastos por deterioro en el 4T2021 hacen referencia a los costos incurridos en años previos en el bloque Fell en Chile, como resultado de menores reservas de petróleo y gas en la certificación de reservas de final de año 2021. Una pérdida contable no en efectivo se contabiliza como el monto por el cual el valor contable de un activo excede su valor recuperable.

Otros ingresos (gastos): otros gastos operativos mostraron una pérdida de USD 8,0 millones en el 4T2021, comparado con una pérdida de USD 2,7 millones en el 4T2020.

RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y GANANCIAS DEL PERÍODO

Gastos financieros: los gastos financieros netos disminuyeron a USD 13,1 millones en el 4T2021, en comparación con los USD 16,4 millones del 4T2020, como resultado, principalmente, del proceso de desapalancamiento estratégico ejecutado en abril de 2021 que resultó en una significativa reducción de deuda bruta con extensión de vencimientos y menor costo de deuda.

Cambio de divisas: los gastos netos por cambio de divisas ascendieron a una pérdida de USD 0,4 millones en el 4T2021 comparado con una pérdida de USD 6,3 millones en el 4T2020.

Impuesto a las ganancias: los impuestos a las ganancias totalizaron USD 19,1 millones en el 4T2021, en comparación con USD 13,4 millones en el 4T2020, principalmente como resultado del efecto de mayores ganancias imponibles antes del impuesto registradas en el 4T2021 en comparación con el 4T2020.

Resultado neto: ganancia de USD 36,9 millones en el 4T2021 comparado con una pérdida de USD 119,2 millones registrada en el 4T2020.

BALANCE

Efectivo y equivalentes de efectivo: el efectivo y los equivalentes de efectivo totalizaron USD 100,6 millones al 31 de diciembre 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 31 de diciembre de 2021, comparado con el 31 de diciembre de 2020, se explica a partir de lo siguiente:

(En millones de USD)	FY2021
Flujo de efectivo generado por las actividades operativas	216,8
Flujo de efectivo utilizado en las actividades de inversión	(126,6)
Flujo de efectivo utilizado en las actividades de financiación	(190,4)
Disminución neta en efectivo y equivalentes de efectivo	(100,2)

El flujo de efectivo generado por las actividades operativas se muestra neto del pago de impuestos en efectivo por USD 65,3 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 parcialmente contrarrestado por los ingresos de la venta de activos de USD 2,7 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 674,1 millones, incluyendo el remanente del Bono 2024, el Bono 2027 y otros préstamos bancarios de corto plazo totalizando USD 2,3 millones. Al 31 de diciembre de 2021, la deuda financiera a corto plazo era de USD 17,9 millones.

(En millones de USD)	31 dic 2021	31 dic 2020
Bonos 2024	171,9	428,7
Bonos 2027	499,9	352,1
Otros préstamos bancarios	2,3	3,7
Deuda financiera	674,1	784,6

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 27 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 31 de diciembre 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
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
4T2021	674,1	100,6	573,5	1,9x	6,7x

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.

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 27 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 31 de diciembre de 2021, disponible en la página web de la Compañía.

CONTRATOS DE GESTIÓN DE RIESGO DE COMMODITIES RELATIVOS AL PETRÓLEO

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
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	13.000	58,6	86,5
4T2022	Zero cost collar	Brent	12.000	60,6	92,6
1T2023	Zero cost collar	Brent	7.500	65,0	105,0
2T2023	Zero cost collar	Brent	3.000	67,5	102,1

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 2021, disponible en la página web de la Compañía.

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

Colombia (En millones de USD)	4T2021	4T2020
Venta de petróleo crudo	184,0	91,6
Venta de gas	0,5	0,6
Ingresos	184,5	92,2
Costos operativos y de producción ^a	(57,6)	(26,9)
EBITDA Ajustado	90,1	60,5
Gastos de capital	38,5	25,5
Chile (En millones de USD)	4T2021	4T2020
Venta de petróleo crudo	2,3	1,3
Venta de gas	3,5	3,5
Ingresos	5,7	4,8
Costos operativos y de producción ^a	(3,0)	(2,8)
EBITDA Ajustado	1,8	0,3
Gastos de capital	0,7	0,4
Brasil (En millones de USD)	4T2021	4T2020
Venta de petróleo crudo	0,2	0,1
Venta de gas	4,5	4,5
Ingresos	4,7	4,6
Costos operativos y de producción ^a	(1,1)	(1,2)
EBITDA Ajustado	2,9	2,2
Gastos de capital	0,0	0,1
Argentina (En millones de USD)	4T2021	4T2020
Venta de petróleo crudo	6,4	4,4
Venta de gas	1,0	0,6
Ingresos	7,4	5,1
Costos operativos y de producción ^a	(5,8)	(3,9)
EBITDA Ajustado	(2,8)	(1,7)
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)

	4T2021	4T2020	FY2021	FY2020
INGRESOS				
Venta de petróleo crudo:	192,9	97,5	647,6	359,6
Venta de gas	9,5	9,2	40,9	34,1
INGRESO TOTAL	202,4	106,7	688,5	393,7
Contratos de gestión de riesgo de commodities	(2,5)	(17,5)	(109,2)	8,1
Costos operativos y de producción:	(67,6)	(34,9)	(212,8)	(125,1)
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	(0,6)	(4,8)	(7,9)	(14,9)
Gastos administrativos (G&A)	(11,0)	(16,0)	(46,8)	(50,3)
Gastos de venta	(3,4)	(0,9)	(8,8)	(5,8)
Depreciación	(22,2)	(28,8)	(89,0)	(118,1)
Bajas por resultados no exitosos de exploración	-	(48,9)	(12,3)	(52,7)
Pérdida por deterioro en activos no financieros	(17,6)	(35,4)	(4,3)	(133,9)
Otros operativos	(8,0)	(2,7)	(11,7)	(11,7)
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	69,4	(83,1)	185,8	(110,7)
Costos financieros, neto	(13,1)	(16,4)	(62,5)	(61,4)
Ganancia por Cambio de Divisas (pérdida)	(0,4)	(6,3)	5,0	(13,0)
RESULTADOS (PERDIDA) ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	56,0	(105,8)	128,4	(185,1)
Impuesto a las ganancias:	(19,1)	(13,4)	(67,3)	(47,9)
RESULTADOS (PERDIDA) PARA EL PERIODO	36,9	(119,2)	61,1	(233,0)

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

(En millones de USD)	Dic '21	Dic '20
Activo no corriente		
Propiedad, planta y equipos	614,0	614,7
Otros activos no corrientes	49,2	54,0
Total activo no corriente	663,2	668,7
Activo corriente		
Existencias	10,9	13,3
Créditos comerciales	70,5	46,9
Otros activos corrientes	50,6	29,5
Efectivo en bancos y en caja	100,6	201,9
Total activo corriente	232,6	291,6
Total activo	895,7	960,3
Patrimonio neto		
Atribuible a propietarios de GeoPark	-61,9	-109,2
Total patrimonio neto	-61,9	-109,2
Pasivo no corriente		
Préstamos	656,2	766,9
Otros pasivos no corrientes	97,8	105,9
Total pasivo no corriente	754,0	872,8
Pasivo corriente		
Préstamos	17,9	17,7
Otros pasivos corrientes	185,7	179,0
Total pasivo corriente	203,7	196,7
Total pasivo	957,7	1.069,5
Total pasivo y patrimonio	895,7	960,3

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

(En millones de USD)	4T2021	4T2020	FY2021	FY2020
Flujo de efectivo generado por las actividades operativas	88,0	77,1	216,8	168,7
Flujo de efectivo utilizado en las actividades de inversión	(42,3)	(26,0)	(126,6)	(347,6)
Flujo de efectivo (utilizado) de las actividades de financiación	(21,5)	(13,1)	(190,4)	271,1

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

FY2021 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	294,8	7,6	12,6	2,1	(16,3)	300,8
Depreciación	(61,3)	(14,3)	(4,1)	(9,1)	(0,2)	(89,0)
Contratos de gestión de riesgo de commodities no obtenidos	0,5	-	-	-	-	0,5
Bajas por resultados no exitosos de exploración y deterioro	(7,8)	(22,1)	-	13,3	-	(16,6)
Pago basado en acciones	(0,8)	(0,1)	-	-	(5,7)	(6,6)
Contabilización de contratos de arrendamiento- NIIF 16	4,3	0,8	1,6	0,6	0,2	7,5
Otros	(0,7)	(1,1)	(0,6)	(7,5)	(0,9)	(10,8)
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	229,0	(29,2)	9,5	(0,6)	(22,9)	185,8
Costos financieros, neto						(62,5)
Cargos por cambio de divisas, neto						5,1
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						128,4
FY2020 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	218,5	8,1	4,8	1,2	(15,1)	217,5
Depreciación	(63,7)	(33,6)	(3,7)	(16,6)	(0,5)	(118,1)
Contratos de gestión de riesgo de commodities no obtenidos	(13,0)	0,0	0,0	0,0	0,0	(13,0)
Bajas por resultados no exitosos de exploración y deterioro	(2,0)	(132,1)	(2,3)	(16,2)	(34,0)	(186,5)
Pago basado en acciones	(0,7)	(0,2)	(0,1)	(0,3)	(7,1)	(8,4)
Contabilización de contratos de arrendamiento- NIIF 16	5,8	0,1	2,2	0,9	0,4	9,4
Otros	(0,2)	(1,0)	0,3	(1,6)	(9,2)	(11,7)
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	144,8	(158,6)	1,2	(32,6)	(65,5)	(110,7)
Costos financieros, neto						(61,4)
Cargos por cambio de divisas, neto						(13,0)
PÉRDIDA ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						(185,1)

(a) Incluye Perú, Ecuador y Corporativo.

Cálculo del flujo de caja libre 2022 y sensibilidades a los diferentes precios del petróleo Brent

La siguiente tabla muestra las diferentes sensibilidades al precio del petróleo Brent utilizando como base el programa de trabajo 2022:

Flujo de efectivo libre 2022⁷	USD 65-70 por bbl	USD 80-85 por bbl	USD 95-100 por bbl
(En millones de USD)			
Netback operativo	420-470	510-550	560-580
EBITDA Ajustado	370-430	460-500	510-530
Impuestos en efectivo	(40-45)	(40-45)	(40-45)
Gastos de capital	(160-180)	(160-180)	(160-180)
Pagos obligatorios de servicio de deuda ⁸	(38-42)	(38-42)	(38-42)
Flujo de caja libre	110-150	210-240	260-280
Rendimiento del flujo de caja libre (en %)	11-18%	25-30%	31-33%

El EBITDA Ajustado se define como las ganancias para el ejercicio (determinadas como si no se hubiera adoptado la NIIF 16 Arrendamientos) 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 de exploración, devengamiento de pagos basados en acciones, resultados no obtenidos en contratos de gestión de riesgo de commodities, gastos geológicos y geofísicos asignados a proyectos capitalizados y otros eventos no recurrentes. El netback operativo es equivalente al EBITDA Ajustado antes de gastos de efectivo incluido en los Gastos Operativos, Administrativos, Geológicos y Geofísicos y otros gastos operativos.

El flujo de caja libre se utiliza aquí como EBITDA Ajustado menos impuestos a las ganancias pagados, incluido en el flujo de caja derivado de actividades de operación, menos gastos de capital incluidos en flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión, menos pagos de intereses obligatorios incluidos en flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación.

El rendimiento del flujo de caja libre se calcula como el flujo de caja libre dividido por el promedio de capitalización de mercado de GeoPark desde el 3 de enero al 28 de febrero de 2022.

⁷ La suposición del precio del petróleo Brent hace referencia a marzo- diciembre 2022 y consideran un diferencial Vasconia- Brent de USD 3-4. El flujo de caja libre excluye los cambios en el capital de trabajo.

⁸ Excluyendo prepagos potenciales y voluntarios en la deuda financiera existente.

INFORMACIÓN DE TELECONFERENCIA

Fechas de reporte de los resultados del 4T2021

El equipo directivo de GeoPark tendrá una conferencia telefónica el 10 de marzo de 2022 a las 10 de la mañana (hora estándar del Este) a fin de tratar los resultados financieros del 4T2021.

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/3575585/D8C22C704081598319ACA0C7BF36387F>

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

Participantes de Estados Unidos: 844-200-6205

Participantes internacionales: +1 929-526-1599

Código de entrada: 376830

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 caja 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
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 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 caja 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.