



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK REPORTA LOS RESULTADOS DEL CUARTO TRIMESTRE Y RESULTADOS ANUALES DE 2022

EL CRECIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN GENERÓ RÉCORD DE INGRESOS, DE UTILIDAD NETA Y DE FLUJO DE CAJA PARA FINANCIAR LA REDUCCIÓN DE DEUDA Y ACELERAR LOS RETORNOS A LOS ACCIONISTAS

Bogotá, Colombia- 8 de marzo de 2023 - GeoPark Limited ("GeoPark" o la "Compañía") (NYSE: GPRK), la compañía latinoamericana independiente líder en exploración, operación y consolidación de petróleo y gas informa sus resultados financieros consolidados correspondientes al trimestre finalizado el 31 de diciembre de 2022 ("Cuarto Trimestre" o "4T2022"). Para analizar los resultados financieros del 4T2022 se realizará una conferencia telefónica el 9 de marzo de 2023 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 2022, disponibles en el sitio web de la Compañía.

DATOS MÁS SIGNIFICATIVOS DEL CUARTO TRIMESTRE Y TOTALES DEL AÑO 2022

Crecimiento de la producción en los activos centrales y más rentables

- Producción promedio de 38.433 boepd/ Producción promedio del año completo 2022 de 38.620 boepd, dentro de las pautas.
- La producción bruta promedio anual del bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%) aumentó un 2% a 57.016 bopd.
- La producción bruta promedio anual del bloque CPO-5 (no operado por GeoPark con una participación del 30%) aumentó un 50% a 18.600 bopd.

Récord de Ingresos, EBITDA Ajustado, Flujo de Caja y Utilidad Neta

- Ingresos por USD 231,0 millones / Ingresos del año completo por USD 1,05 mil millones.
- EBITDA Ajustado de USD 132,1 millones / EBITDA Ajustado del año completo de USD 540,8 millones.
- Utilidad Operativa de USD 81,7 millones / Utilidad Operativa del año completo de USD 429,1 millones.
- Flujo de caja proveniente de operaciones: USD 113,4 millones / Flujo de Caja proveniente de operaciones del año completo: USD 467,5 millones.
- Utilidad neta de USD 52,2 millones / Utilidad neta del año completo de USD 224,4 millones (USD 3,8 ingresos básicos netos por acción).

Rentabilidad y rendimiento como diferenciadores clave

- A pesar de las presiones inflacionarias, se mantuvieron los costos en línea: los costos operativos del año completo y los gastos G&A en efectivo disminuyeron un 1% a USD 98,6 millones y USD 40,3 millones, respectivamente.
- Gastos de capital de USD 53,6 millones / Gastos de capital del año completo de USD 168,8 millones.
- EBITDA Ajustado 2022 sobre gastos de capital de 3,2x.
- Retorno anual 2022 sobre el capital empleado del 60%¹.

¹ El retorno sobre el capital promedio empleado se define como la utilidad operativa de 2022 dividida por el total de los activos promedio menos el pasivo actual.

Reducción sostenida de deuda y balance más sólido

- Pago de USD 170 millones de deuda bruta en 2022 (USD 275 millones desde abril de 2021).
- Los pagos por interés del año completo disminuyeron a USD 36,5 millones (de USD 42,6 millones) y se espera una mayor reducción a USD 27-30 millones en el 2023.
- Apalancamiento neto de 0,7x sin vencimientos de deuda de capital hasta el 2027.
- Efectivo disponible USD 128,8 millones.

Triple retorno a los accionistas

- Los dividendos en efectivo de 2022 aumentaron un 236% a USD 24,3 millones.
- Las recompras de acciones de 2022 aumentaron 206% a USD 36,3 millones.
- Renovación del programa discrecional de recompra de acciones de hasta el 10% de acciones en circulación hasta diciembre de 2023.
- Dividendo trimestral en efectivo de USD 0,13 por acción, o aproximadamente USD 7,5 millones, que será pagado el 31 de marzo de 2023.

Mejoras en el rendimiento de ESG, calificaciones y reconocimiento

- La interconexión del bloque Llanos 34 a la red de energía nacional de Colombia y la instalación de un parque solar en 2022 son impulsores clave para continuar mejorando la huella de carbono líder en la industria del bloque Llanos 34.
- Se espera una reducción en la intensidad de emisiones preliminares de 2022 en un 30-35% a 12-13 kg CO₂e por boe².
- MSCI ESG Ratings ascendió la calificación de GeoPark a "A", una mejora año tras año en la calificación ("B" en 2018, "BB" en 2019 y "BBB" en 2021).
- GeoPark fue incluida por segundo año consecutivo en el Índice de Igualdad de Género de Bloomberg, que incluye compañías con las mejores prácticas y políticas relacionadas con la equidad de género.

Programa de trabajo 2023: sólida generación de efectivo con más retornos a los accionistas

- Guía de producción de 2023 de 39.500-41.500 boepd (excluyendo la producción potencial de la perforación exploratoria).
- Programa autofinanciado de gastos de capital 2023 de USD 200-220 millones para la perforación de 50-55 pozos brutos.
- A un precio Brent de USD 80-90 por bbl, GeoPark espera generar un EBITDA Ajustado de USD 510-580 millones y un flujo de caja libre de USD 120- 140 millones, apuntando a un retorno aproximado del 40-50% del flujo de caja libre después de impuestos³ a los accionistas.

Andrés Ocampo, CEO de GeoPark, expresó: "En el 2022 GeoPark registró resultados extraordinarios, el mejor desempeño financiero de la Compañía en sus 20 años de historia, un sólido logro de equipo. Nuestra base de activos de alta calidad y la eficiente estructura de costos nos permitieron aprovechar las ventajas de un contexto de precios de petróleo más altos y, junto con nuestra disciplinada asignación de capital, dieron como resultado un récord de ganancia neta y flujo de caja libre para reducir significativamente nuestra deuda y triplicar nuestros dividendos y recompras al mismo tiempo. Esperamos seguir ejecutando nuestro programa de trabajo 2023, diseñado para incrementar nuestra producción, mientras aspiramos a ejecutar un programa de perforación exploratoria enfocado en oportunidades de bajo riesgo y alto rendimiento, posicionando a GeoPark excepcionalmente para continuar generando y retribuyendo valor".

² Las emisiones finales de CO₂e de 2022 se publicarán junto con el informe SPEED a inicios del 2T2023.

³El flujo de caja libre se utiliza aquí como EBITDA Ajustado menos gastos de capital, pagos de intereses obligatorios e impuestos en efectivo. Los impuestos en efectivo de 2023 incluyen los estimados preliminares de GeoPark del impacto total de la nueva reforma tributaria en Colombia, independientemente del momento de su impacto sobre el efectivo, previsto en 2023 o inicios del 2024. No es posible para la Compañía presentar una reconciliación cuantitativa del EBITDA ajustado 2023, que es una medida prospectiva fuera de las PCGA, ya que no puede predecir de manera confiable algunos de los componentes necesarios, tales como bajas por esfuerzos no exitosos de exploración o pérdidas por deterioro en activos no financieros, etc. Dado que el flujo de caja libre se calcula basado en el EBITDA ajustado, por razones similares, la Compañía no proporciona una reconciliación cuantitativa del pronóstico del flujo de caja libre de 2023.

ACTUALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL 1T2023

La producción consolidada promedio 2023 de GeoPark en enero y febrero fue de aproximadamente 37.000 boepd, por debajo de su potencial de producción de 39.400-40.300 boepd, principalmente debido a un cierre temporal en la producción de los pozos Índice 6 e Índice 7 en el bloque CPO-5 en Colombia por aproximadamente 2.400-3.300 boepd netos para GeoPark.

Los pozos Índice 6 e Índice 7 fueron perforados a finales de 2022 y juntos testearon más de 11.000 bopd brutos (o 3.300 boepd netos para GeoPark). Después de las pruebas iniciales de producción, estos dos pozos fueron cerrados (Índice 6 en diciembre de 2022 e Índice 7 a principios de enero de 2023) luego de que el regulador (ANH) requiriera al operador del bloque CPO-5 suspender temporalmente la producción de estos pozos hasta que se completen las instalaciones definitivas de superficie. El operador del bloque CPO-5 está ejecutando todas las actividades requeridas y espera reiniciar la producción de estos pozos a inicios del 2T2023.

Además, desde el 28 de febrero de 2023, bloqueos temporales localizados han estado afectando la producción general y las operaciones en el bloque CPO-5, cuya normalización se espera dentro de los próximos días.

Se prevé que la producción del 1T2023 de GeoPark esté por debajo del potencial de la Compañía. Sin embargo, suponiendo que el operador ponga nuevamente en producción los pozos Índice 6 e Índice 7 a inicios del 2T2023, GeoPark espera aún alcanzar su pauta de producción promedio del año 2023 de 39.500-41.500 boepd, probablemente hacia el rango mínimo y sin incluir la producción potencial de la perforación exploratoria.

DESEMPEÑO OPERATIVO CONSOLIDADO

Indicadores clave de desempeño:

Indicadores Clave	4T2022	3T2022	4T2021	FY2022	FY2021
Producción de petróleo ^a (bopd)	35.451	34.875	33.205	35.029	32.474
Producción de gas (mcfpd)	17.886	21.126	28.338	21.546	30.768
Producción neta promedio (boepd)	38.433	38.396	37.928	38.620	37.602
Precio de petróleo Brent (USD por bbl)	88,8	98,2	79,0	98,6	70,7
Precio obtenido combinado (USD por boe)	68,5	77,5	59,3	78,1	52,2
- Petróleo (USD por bbl)	73,7	85,9	65,9	85,6	58,4
- Gas (USD por mcf)	5,0	4,5	4,0	4,8	4,0
Venta de petróleo crudo (en millones de USD)	220,7	248,7	192,9	1.004,8	647,6
Venta de petróleo crudo adquirido (en millones de USD)	3,1	1,0	-	9,5	-
Venta de gas (en millones de USD)	7,1	8,6	9,5	35,3	40,9
Ingresos (en millones de USD)	231,0	258,2	202,4	1.049,6	688,5
Contratos de gestión de riesgo de commodities ^b (en millones de USD)	0,5	23,0	(2,5)	(70,2)	(109,2)
Costos operativos y de producción ^c (en millones de USD)	(77,0)	(87,1)	(67,6)	(359,8)	(212,8)
G&G, G&A ^d (en millones de USD)	(17,4)	(16,7)	(11,6)	(60,6)	(54,7)
Gastos de venta (en millones de USD)	(2,8)	(2,0)	(3,4)	(8,0)	(8,8)
Ganancia operativa (USD millones)	81,7	145,4	69,4	429,1	185,8
EBITDA ajustado (en millones de USD)	132,1	141,3	87,1	540,8	300,8
EBITDA ajustado (USD por boe)	39,2	42,4	25,5	40,2	22,8
Ganancia neta (USD millones)	52,2	73,4	36,9	224,4	61,1
Gastos de capital (en millones de USD)	53,6	43,4	43,9	168,8	129,3
Efectivo y equivalentes de efectivo (en millones de USD)	128,8	93,0	100,6	128,8	100,6
Deuda financiera a corto plazo (en millones de USD)	12,5	6,8	17,9	12,5	17,9

Deuda financiera a largo plazo (en millones de USD)	485,1	484,3	656,2	485,1	656,2
Deuda neta (en millones de USD)	368,8	398,1	573,5	368,8	573,5
Dividendos pagados (USD por acción)	0,127	0,127	0,041	0,418	0,123
Acciones recompradas (millones de acciones)	0,942	1,110	0,514	2,743	0,960
Acciones básicas- a finales del período (millones de acciones)	57.622	58.543	60.238	57.622	60.238
Acciones básicas promedio ponderadas (millones de acciones)	58.261	59.029	60.544	59.330	60.901

- Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 759, 911 y 1.119 bopd del 4T2022, 3T2022 y 4T2021, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Brasil, Chile ni Argentina. La producción en Ecuador se informa antes de la participación gubernamental en la producción.
- Remitirse a la sección Contratos de gestión de riesgo de commodity más adelante.
- Los costos operativos y de producción incluyen los costos operativos, regalías y derechos económicos pagados en efectivo, pagos basados en acciones y petróleo crudo adquirido.
- Los gastos G&A y G&G incluyen pagos basados en acciones, no monetarios por USD 3,3 millones, USD 3,9 millones y USD 0,9 millones en el 4T2022, 3T2022 y 4T2021, respectivamente. Estos gastos se excluyen del cálculo del EBITDA Ajustado.

Producción: la producción de petróleo y gas en el 4T2022 fue de 38.433 boepd. Ajustada a las desinversiones en Argentina (completadas el 31 de enero de 2022), la producción consolidada de petróleo y gas aumentó un 7% comparada con el 4T2021, debido a una mayor producción en Colombia, Chile y Ecuador, parcialmente contrarrestada por una menor producción en Brasil.

El petróleo representó el 92% y 88% de la producción total reportada en el 4T2022 y 4T2021, respectivamente.

Para más detalles, remitirse a los Resultados Operacionales del 4T2022 publicados el 19 de enero de 2023.

Precios obtenidos y de referencia del petróleo: los precios del crudo Brent promediaron los USD 88,8 por bbl durante el 4T2022 y el precio de venta consolidado obtenido del petróleo promedió los USD 73,7 por bbl en el 4T2022.

La tabla a continuación presenta un desglose de los precios netos obtenidos y de referencia de petróleo en los países relevantes en el 4T2022 y 4T2021:

4T2022- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina⁴	Ecuador
Precio de petróleo Brent (*)	88,8	87,5	-	89,3
Diferencial del marcador local	(7,2)	-	-	-
Descuentos comerciales, de transporte y otros	(8,2)	(7,3)	-	(8,0)
Precio obtenido de petróleo	73,4	80,2	-	81,3
Peso en mix de ventas de petróleo	96%	1%	-	3%

4T2021- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina	Ecuador
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)	-

⁴ La desinversión de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet se completó el 31 de enero de 2022.

Precio obtenido de petróleo	66,1	72,5	59,2	-
Peso en mix de ventas de petróleo	95%	1%	4%	-

(*) Corresponde al promedio mensual de precio de venta ICE Brent para Colombia, Ecuador y Argentina y al Dated Brent para Chile

Ingresos: los ingresos consolidados aumentaron un 14% a USD 231,0 millones en el 4T2022 comparado con USD 202,4 millones en el 4T2021, reflejando precios de petróleo y gas más altos.

Ventas de petróleo crudo: los ingresos consolidados por petróleo aumentaron un 14% a USD 220,7 millones en el 4T2022, explicado principalmente por un aumento del 12% en los precios obtenidos de petróleo. Los ingresos por petróleo representaron el 96% de los ingresos totales en el 4T2022 y 95% en el 4T2021.

(En millones de USD)	4T2022	4T2021
Colombia	211,7	184,0
Chile	3,2	2,3
Argentina	-	6,4
Brasil	0,1	0,2
Ecuador	5,6	-
Ingresos por petróleo	220,7	192,9

- Colombia: en el 4T2022, los ingresos por petróleo aumentaron un 15% a USD 211,7 millones reflejando mayores precios obtenidos de petróleo y mayores ventas de éste. Los precios obtenidos aumentaron un 11% a USD 73,4 por bbl debido a mayores precios de petróleo Brent mientras que las ventas de petróleo aumentaron un 4% a 32.420 bopd. Los pagos earn-out aumentaron a USD 7,3 millones en el 4T2022, comparado con USD 6,0 millones en el 4T2021, en línea con mayores precios de petróleo.
- Chile: en el 4T2022, los ingresos por petróleo aumentaron un 42% a USD 3,2 millones reflejando mayores precios obtenidos de petróleo y mayores ventas de éste. Los precios obtenidos aumentaron un 11% a USD 80,2 por bbl debido a mayores precios de petróleo Brent mientras que las ventas de petróleo aumentaron un 28% a 434 bopd.
- Ecuador: el ingreso por petróleo en el 4T2022 totalizó USD 5,6 millones, reflejando un precio obtenido de petróleo de USD 81,3 con ventas de 755 bopd. Las ventas en Ecuador son netas de la participación gubernamental en la producción.

Ventas de petróleo crudo adquirido: las ventas de petróleo crudo adquirido en el 4T2022 totalizaron USD 3,1 millones, que corresponden a operaciones de comercialización de petróleo (compra y venta de petróleo crudo por parte de terceros con el costo del petróleo adquirido reflejado en los costos operativos y de producción).

Ventas de gas: los ingresos consolidados por gas disminuyeron un 24% a USD 7,1 millones en el 4T2022 comparado con USD 9,5 millones en el 4T2021, reflejando una reducción en las ventas de gas del 40% parcialmente contrarrestado por un aumento del 25% en los precios de gas. Los ingresos por gas representaron el 3% y 5% de los ingresos totales en el 4T2022 y 4T2021, respectivamente.

(En millones de USD)	4T2022	4T2021
Chile	3,5	3,5
Brasil	3,5	4,5
Argentina	-	1,0
Colombia	0,1	0,5
Ingresos por gas	7,1	9,5

- Chile: en el 4T2022, los ingresos por gas permanecieron estables a USD 3,5 millones, reflejando mayores precios de gas y menores ventas de éste. Los precios del gas aumentaron un 3%, a USD 3,8 por mcf (USD 22,8 por boe) en el 4T2022. Las ventas de gas cayeron un 2% a 10.061 mcfpd (1.677 boepd).
- Brasil: en el 4T2022, los ingresos por gas disminuyeron un 22% a USD 3,5 millones debido a menores ventas de gas, parcialmente contrarrestado por mayores precios de gas. Las ventas de gas del yacimiento de gas Manatí disminuyeron un 48% a 5.156 mcfpd (859 boepd). Los precios de gas aumentaron a USD 7,5 por mcf (USD 44,8 por boe) en el 4T2022.

Contratos de gestión de riesgo de commodities: los contratos consolidados de gestión de riesgos de commodities tuvieron una ganancia de USD 0,5 millones en el 4T2022 comparado con una pérdida de USD 2,5 millones en el 4T2021.

La siguiente tabla muestra un desglose de los contratos de gestión de riesgos de commodities obtenidos y no obtenidos en el 4T2022 y 4T2021:

(En millones de USD)	4T2022	4T2021
Pérdida obtenida	(2,2)	(31,0)
Pérdida no obtenida	2,7	28,5
Contratos de gestión de riesgo de commodities	0,5	(2,5)

La parte obtenida registró una pérdida de USD 2,2 millones en el 4T2022 comparado con una pérdida de USD 31,0 millones en el 4T2021. Las pérdidas obtenidas en el 4T2022 reflejaron coberturas con precios topes promedios por debajo de los precios actuales de petróleo Brent durante el trimestre.

La parte no obtenida registró una ganancia de USD 2,7 millones en el 4T2022 comparado con una ganancia de USD 28,5 millones en el 4T2021. Las ganancias no obtenidas en el 4T2022 fueron el resultado, principalmente, de reclasificaciones a pérdidas obtenidas, combinado con diferencias entre la curva del precio Brent al 30 de septiembre de 2022 y el precio actual del Brent durante el trimestre.

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 77,0 millones de USD 67,6 millones, principalmente como resultado de mayores regalías y derechos económicos debido a mayores precios de petróleo, parcialmente contrarrestado por menores costos operativos.

La siguiente tabla muestra un desglose de los costos operativos y de producción en el 4T2022 y 4T2021:

(En millones de USD)	4T2022	4T2021
Regalías	(14,2)	(11,5)
Derechos económicos	(34,7)	(26,2)
Costos operativos	(25,3)	(29,8)
Petróleo crudo adquirido	(2,6)	-
Pago basado en acciones	(0,2)	(0,1)
Costos operativos y de producción:	(77,0)	(67,6)

Las regalías consolidadas ascendieron a USD 14,2 millones en el 4T2022, comparado con USD 11,5 millones en el 4T2021, en línea con mayores precios de petróleo.

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

Los derechos económicos consolidados (incluyendo participación de alto precio, factor x y otros derechos económicos pagados al Gobierno de Colombia) ascendieron a USD 34,7 millones en el 4T2022 comparado con USD 26,2 millones en el 4T2021, en línea con mayores precios de petróleo.

Los costos operativos consolidados disminuyeron a USD 25,3 millones en el 4T2022, comparado con USD 29,8 millones en el 4T2021.

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

- Colombia: los costos operativos totales disminuyeron a USD 20,5 millones en el 4T2022 a partir de USD 21,4 millones en el 4T2021 debido principalmente a menores costos operativos por boe, parcialmente contrarrestado por mayores ventas (las ventas en Colombia aumentaron un 3%).
- Chile: los costos operativos disminuyeron a USD 2,2 millones en el 4T2022 de USD 2,8 millones en el 4T2021 en línea con menores costos operativos por boe parcialmente contrarrestado por mayores ventas de petróleo y gas (las ventas en Chile aumentaron un 3%).
- Brasil: los costos operativos totales aumentaron a USD 1,0 millones en el 4T2022 comparado con USD 0,8 millones en el 4T2021, debido a mayores costos operativos por boe, parcialmente contrarrestado por menores ventas de gas en el yacimiento Manatí (las ventas en Brasil disminuyeron un 48%).
- Ecuador: los costos operativos totales fueron de USD 1,6 millones en el 4T2022.
- Argentina: la desinversión de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet se completó en enero de 2022. El período comparado, 4T2021, incluyó USD 4,8 millones en costos operativos.

Los gastos consolidados del petróleo crudo adquirido alcanzaron los USD 2,6 millones en el 4T2022, que corresponden a operaciones de comercialización de petróleo (compra y venta de petróleo crudo por parte de terceros, reflejando en los ingresos la venta del petróleo adquirido).

Gastos de venta: los gastos de venta consolidados disminuyeron a USD 2,8 millones en el 4T2022 comparado con USD 3,4 millones en el 4T2021.

Gastos geológicos & geofísicos: los gastos G&G consolidados aumentaron a USD 2,5 millones en el 4T2022 comparado con USD 0,6 millones en el 4T2021.

Gastos administrativos: los gastos G&A consolidados aumentaron a USD 14,9 millones en el 4T2022 comparado con USD 11,0 millones en el 4T2021.

EBITDA ajustado: el EBITDA ajustado consolidado⁶ aumentó un 52% a USD 132,1 millones, o USD 39,2 por boe, en el 4T2022 comparado con USD 87,1 millones, o USD 25,5 por boe, en el 4T2021.

(En millones de USD)	4T2022	4T2021
Colombia	124,5	90,1
Chile	2,7	1,8
Brasil	1,7	2,9
Argentina	1,8	(2,8)
Ecuador	2,6	(0,7)
Corporativo	(1,2)	(4,3)
EBITDA ajustado	132,1	87,1

La siguiente tabla muestra la producción, volúmenes vendidos y el desglose de los componentes más significativos del EBITDA ajustado para el 4T2022 y el 4T2021, sobre una base por boe:

⁶ Ver "Conciliación del EBITDA ajustado a ganancia antes del impuesto a las ganancias" en este comunicado de prensa.

EBITDA ajustado/boe	Colombia		Chile		Brasil		Ecuador		Total ^d	
	4T22	4T21	4T22	4T21	4T22	4T21	4T22	4T21	4T22	4T21
Producción (boepd)	33.749	32.002	2.291	2.162	1.134	1.822	1.259	-	38.433	37.928
Existencias, RIK ^a & Otros	(1.274)	(512)	(180)	(114)	(259)	(150)	(504)	-	(1.804)	(822)
Volumen de ventas (boepd)	32.475	31.490	2.111	2.048	875	1.672	755	-	36.629	37.106
% Petróleo	99,8%	99,3%	21%	17%	2%	2%	100%	-	93%	88%
(USD por boe)										
Precio obtenido de petróleo	73,4	66,1	80,2	72,5	91,2	79,5	81,3	-	73,7	65,9
Precio obtenido de gas ^c	15,5	26,7	22,8	22,0	44,8	29,9	-	-	30,0	24,0
Earn-out	(2,4)	(2,1)	-	-	-	-	-	-	(2,3)	(2,0)
Precio combinado	70,9	63,7	34,6	30,3	45,6	30,6	81,3	-	68,5	59,3
Contratos de gestión de riesgo de commodities obtenidos	(0,8)	(10,7)	-	-	-	-	-	-	(0,7)	(9,1)
Costos operativos ^e	(7,1)	(7,7)	(16,6)	(14,9)	(16,5)	(7,4)	(23,7)	-	(8,2)	(9,1)
Regalías y derechos económicos	(16,2)	(12,5)	(1,4)	(1,2)	(3,5)	(2,2)	0,0	-	(14,5)	(11,1)
Petróleo crudo adquirido ^b	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,8)	-
Gastos de venta y otros	(0,6)	(1,0)	(0,4)	(0,4)	(0,0)	(0,0)	(12,1)	-	(0,8)	(1,0)
Netback operativo/boe	46,2	31,8	16,3	13,9	25,7	21,0	45,5	-	43,6	29,0
G&A, G&G & otros									(4,4)	(3,5)
EBITDA ajustado/boe									39,2	25,5

a) RIK (Regalías en especie). Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 759 bopd y 1.119 bopd del 4T2022 y 4T2021, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Chile, Brasil, Argentina ni Ecuador. La producción en Ecuador se informa antes de la participación gubernamental en la producción.

b) Informado en el segmento de negocio Corporativo.

c) Tasa de conversión de USD mcf/USD boe=1/6.

d) Incluye montos registrados en los segmentos Corporativo y Argentina.

e) Costos operativos por boe incluidos en esta tabla incluyen ciertos ajustes a las cifras informadas (NIIF 16 y otras).

Depreciación: los gastos consolidados por depreciación aumentaron a USD 30,5 millones en el 4T2022 comparado con USD 22,2 millones en el 4T2021.

Bajas por resultados no exitosos de exploración: la baja consolidada por resultados no exitosos de exploración fue de USD 19,9 millones en el 4T2022 y cero en el 4T2021. Los montos registrados en el 4T2022 corresponden a esfuerzos no exitosos de exploración en los bloques Platanillo, Llanos 34 y Llanos 94 en Colombia y en el bloque Espejo en Ecuador.

Otros ingresos (gastos): otros gastos operativos mostraron una pérdida de USD 2,2 millones en el 4T2022, comparado con una pérdida de USD 8,0 millones en el 4T2021.

RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y UTILIDADES DEL PERÍODO

Gastos financieros: los gastos financieros netos disminuyeron a USD 9,9 millones en el 4T2022 de USD 13,1 millones en el 4T2021, principalmente como resultado de un proceso de desapalancamiento sostenido que comenzó en abril de 2021 y continuó en 2022.

Cambio de divisas: las ganancias netas por cambio de divisas fueron de USD 7,8 millones en el 4T2022 comparado con USD 0,4 millones en el 4T2021. Las ganancias registradas en el 4T2022 fueron el resultado, principalmente, de la devaluación del peso colombiano y su efecto en el pasivo en moneda local.

Impuesto a las ganancias: los impuestos a las ganancias totalizaron USD 27,3 millones en el 4T2022, en comparación con USD 19,1 millones en el 4T2021, principalmente como resultado de mayores ganancias antes del impuesto a las ganancias y el efecto de las fluctuaciones del peso colombiano y los efectos iniciales de la reforma tributaria sobre impuestos a las ganancias diferidos.

Utilidad neta: la utilidad neta aumentó a USD 52,2 millones en el 4T2022 comparado con USD 36,9 millones en el 4T2021.

BALANCE

Efectivo y equivalentes de efectivo: el efectivo y los equivalentes de efectivo totalizaron USD 128,8 millones al 31 de diciembre de 2022 comparado con USD 100,6 millones al 31 de diciembre de 2021.

Este incremento neto se ve explicado por lo siguiente:

(En millones de USD)	FY2022
Flujos de efectivo generado por las actividades operativas	467,5
Flujo de caja utilizado en las actividades de inversión	(153,7)
Flujo de caja utilizado en las actividades de financiación	(286,6)
Traducción en divisa	1,0
Aumento neto en efectivo y equivalentes de efectivo	28,2

Los flujos de caja utilizados en actividades de inversión incluyeron USD 168,8 millones en gastos de capital incurridos por la Compañía como parte de su programa de trabajo 2022 parcialmente contrarrestado por los ingresos de la venta de activos que alcanzaron los USD 15,1 millones.

Los flujos de caja utilizados en actividades de financiación incluyeron principalmente USD 181,6 millones relativos a las recompras y rescates de Bonos 2024 (incluyendo costos de cancelación de préstamos y otros costos pagados), USD 36,5 millones relativos a pagos de intereses, USD 36,3 millones relativos a la ejecución del programa de recompra de acciones de la Compañía y USD 24,3 millones relativos a pagos de dividendos.

Deuda financiera: la deuda financiera total, neta de costos de emisión, fue de USD 497,6 millones, incluyendo el Bono 2027. Al 31 de diciembre de 2022, la deuda financiera a corto plazo era de USD 12,5 millones.

(En millones de USD)	31 diciembre 2022	31 diciembre 2021
Bonos 2024	-	171,9
Bonos 2027	497,6	499,9
Otros préstamos bancarios	-	2,3
Deuda financiera	497,6	674,1

Durante el 2022, la Compañía redujo significativamente su deuda bruta a través de recompras y del rescate de sus Bonos 2024.

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 27 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 31 de diciembre de 2022, 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
4T2021	674,1	100,6	573,5	1,9x	6,7x
1T2022	642,5	114,1	528,4	1,5x	8,4x
2T2022	585,4	122,5	462,9	1,0x	10,8x

3T2022	491,1	93,0	398,1	0,8x	12,7x
4T2022	497,6	128,8	368,8	0,7x	14,9x

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

Cláusulas sobre Bono 2027: el Bono 2027 prevé compromisos que estipulan, entre otras disposiciones, 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 2022, 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
1T2023	Zero cost collar	Brent	9.500	66,0	112,6
2T2023	Zero cost collar	Brent	10.000	69,3	110,6
3T2023	Zero cost collar	Brent	5.000	70,0	98,7
4T2023	Zero cost collar	Brent	2.500	70,0	90,7

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 2022, disponible en la página web de la Compañía.

INFORMACIÓN SELECCIONADA SEGÚN SEGMENTO DE NEGOCIO

Colombia (En millones de USD)	4T2022	4T2021
Venta de petróleo crudo	211,7	184,0
Venta de gas	0,1	0,5
Ingresos	211,8	184,5
Costos operativos y de producción ^a	(69,0)	(57,6)
EBITDA ajustado	124,5	90,1
Gastos de capital	50,4	38,5
Chile (En millones de USD)	4T2022	4T2021
Venta de petróleo crudo	3,2	2,3
Venta de gas	3,5	3,5
Ingresos	6,7	5,7
Costos operativos y de producción ^a	(2,4)	(3,0)
EBITDA ajustado	2,7	1,8
Gastos de capital	0,4	0,7
Brasil (En millones de USD)	4T2022	4T2021
Venta de petróleo crudo	0,2	0,2
Venta de gas	3,5	4,5
Ingresos	3,7	4,7
Costos operativos y de producción ^a	(1,2)	(1,1)
EBITDA Ajustado	1,7	2,9
Gastos de capital	0,0	0,0
Ecuador (En millones de USD)	4T2022	4T2021
Venta de petróleo crudo	5,6	-
Venta de gas	0,0	-
Ingresos	5,6	-
Costos operativos y de producción ^a	(1,7)	-
EBITDA Ajustado	2,6	(0,7)
Gastos de capital	2,8	4,7

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

ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO
(INFORMACIÓN TRIMESTRAL SIN AUDITAR)

(En millones de USD)

	4T2022	4T2021	FY2022	FY2021
INGRESOS				
Venta de petróleo crudo:	220,7	192,9	1.004,8	647,6
<u>Ventas de petróleo crudo adquirido:</u>	3,1	-	9,5	-
Venta de gas	7,1	9,5	35,3	40,9
INGRESO TOTAL	231,0	202,4	1.049,6	688,5
Contratos de gestión de riesgo de commodities	0,5	(2,5)	(70,2)	(109,2)
Costos operativos y de producción:	(77,0)	(67,6)	(359,8)	(212,8)
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	(2,5)	(0,6)	(10,5)	(7,9)
Gastos administrativos (G&A)	(14,9)	(11,0)	(50,0)	(46,8)
Gastos de venta	(2,8)	(3,4)	(8,0)	(8,8)
Depreciación	(30,5)	(22,2)	(96,7)	(89,0)
Bajas por resultados no exitosos de exploración	(19,9)	-	(25,8)	(12,3)
Pérdida por deterioro en activos no financieros	-	(17,6)	-	(4,3)
Otros	(2,2)	(8,0)	0,5	(11,7)
GANANCIA OPERATIVA	81,7	69,4	429,1	185,8
Costos financieros, neto	(9,9)	(13,1)	(53,9)	(62,5)
Ganancia por cambio de divisas	7,8	(0,4)	19,7	5,0
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	79,5	56,0	394,9	128,4
Impuesto a las ganancias:	(27,3)	(19,1)	(170,5)	(67,3)
RESULTADOS PARA EL PERIODO	52,2	36,9	224,4	61,1

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

(En millones de USD)	Dic '22	Dic '21
Activo no corriente		
Propiedad, planta y equipos	666,8	614,0
Otros activos no corrientes	69,0	49,2
Total activo no corriente	735,8	663,2
Activo corriente		
Existencias	14,4	10,9
Créditos comerciales	71,8	70,5
Otros activos corrientes	23,1	50,6
Efectivo en bancos y en caja	128,8	100,6
Total activo corriente	238,1	232,6
Total activo	974,0	895,7
Total patrimonio neto	115,6	(61,9)
Pasivo no corriente		
Préstamos	485,1	656,2
Otros pasivos no corrientes	144,1	97,8
Total pasivo no corriente	629,2	754,0
Pasivo corriente		
Préstamos	12,5	17,9
Otros pasivos corrientes	216,6	185,7
Total pasivo corriente	229,2	203,7
Total pasivo	858,4	957,7
Total pasivo y patrimonio	974,0	895,7

**ESTADO DE FLUJO DE CAJA CONSOLIDADO RESUMIDO
(INFORMACIÓN TRIMESTRAL SIN AUDITAR)**

(En millones de USD)	4T2022	4T2021	FY2022	FY2021
Flujo de caja generado por las actividades operativas	113,4	88,0	467,5	216,8
Flujo de caja utilizado en las actividades de inversión	(53,6)	(42,3)	(153,7)	(126,6)
Flujo de caja utilizado en las actividades de financiación	(24,2)	(21,5)	(286,6)	(190,4)

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

FY2022 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	525,6	11,8	11,7	(3,6)	(4,6)	540,8
Depreciación	(78,8)	(14,1)	(2,8)	(0,3)	(0,8)	(96,7)
Contratos de gestión de riesgo de commodities no obtenidos	13,0	-	-	-	-	13,0
Bajas por resultados no exitosos de exploración	(21,3)	-	-	-	(4,5)	(25,8)
Pago basado en acciones	(1,5)	(0,2)	-	(0,3)	(9,0)	(11,0)
Contabilización de contratos de arrendamiento- NIIF 16	5,2	1,1	1,4	0,1	-	7,9
Otros	1,4	0,7	0,3	5,0	(6,4)	0,9
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	443,6	(0,7)	10,5	0,9	(25,2)	429,1

Costos financieros, neto						(53,9)
Cargos por cambio de divisas, neto						19,7

RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						394,9
--	--	--	--	--	--	--------------

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	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
Bajas por resultados no exitosos de exploración y deterioro	(7,8)	(22,1)	0,0	13,3	0,0	(16,6)
Pago basado en acciones	(0,8)	(0,1)	0,0	0,0	(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
--	--	--	--	--	--	--------------

(a) Incluye Ecuador y Corporativo.

RETORNO SOBRE EL CAPITAL PROMEDIO EMPLEADO 2022

(En millones de USD)	2022	2021
Ingreso operativo (año completo) 2022	429,1	-
Total de activos- al cierre del año	974,0	895,7
Pasivo actual- al cierre del año	229,2	203,7
Capital empleado- al cierre del año	744,8	692,0
Capital promedio empleado 2022	718,4	-
Retorno promedio sobre el capital promedio empleado 2022	60%	

GASTOS ADMINISTRATIVOS

(En millones de USD)	FY2022	FY2021
Gastos administrativos (G&A)	50,0	46,8
Menos: Pagados basados en acciones en gastos administrativos	9,7	6,1
Gastos administrativos en efectivo (G&A)	40,3	40,7

COSTOS OPERATIVOS Y DE PRODUCCIÓN

(En millones de USD)	FY2022	FY2021
Costos operativos	98,6	99,4
Pago basado en acciones	1,0	0,3
Regalías	63,3	40,0
Derechos económicos	189,0	73,0
Petróleo crudo adquirido	7,9	-
Costos operativos y de producción:	359,8	212,8

OTRAS NOTICIAS

GeoPark fue incluida por segundo año consecutivo en el Índice de Igualdad de Género de Bloomberg.

El 31 de enero de 2023, GeoPark anunció su inclusión en el Índice de Igualdad de Género de Bloomberg (GEI) 2023.

El GEI es un índice ponderado por capitalización de mercado modificado que mide el desempeño de las compañías listadas en bolsa en la promoción y reporte de métricas relativas al género. El GEI mide la igualdad de género en torno a cinco pilares clave: liderazgo y talento, equidad y paridad de género en los salarios, cultura inclusiva, políticas contra el acoso sexual y marca externa.

Las compañías incluidas en el GEI calificaron por encima de un umbral global definido por Bloomberg que refleja la divulgación y alcance de las mejores estadísticas y políticas relativas al género.

Reporte de Sustentabilidad SPEED/ ESG 2022

GeoPark prevé publicar su Reporte de Sostenibilidad SPEED/ ESG 2022 a inicios del 2T2023.

INFORMACIÓN DE TELECONFERENCIA

Fecha de reporte y conferencia telefónica de los resultados financieros del 4T2022

Conjuntamente con el comunicado de prensa de resultados del 4T2022 y anual de 2022, la Gerencia de GeoPark realizará una conferencia telefónica sobre éstos el 9 de marzo de 2023 a las 10:00 de la mañana (hora del este).

Para escuchar la conferencia, los participantes pueden acceder al webcast ubicado en la sección "Invierta con nosotros" de la página web de la Compañía www.geo-park.com, o haciendo clic en el siguiente enlace:

<https://events.q4inc.com/attendee/741237333>

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: 824273

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 "Invierta con nosotros" 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: +55 21 99636 9658

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.
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos (Colombia)
Netback operativo por boe	Ingresos, menos costos operativos y de producción (neto de cargos por depreciación y devengamiento de opciones de compra de acciones y adjudicaciones de acciones, el efecto de la NIIF 16), gastos de venta y resultados obtenidos por contratos de gestión de riesgo de commodities, divididos por los volúmenes totales de ventas de boe. El netback operativo es equivalente al EBITDA ajustado neto de gastos de efectivo incluido en los Gastos Operativos, Administrativos, Geológicos y Geofísicos y otros gastos operativos.
Bbl	Barril
Boe	Barriles de petróleo equivalente
Boepd	Barriles de petróleo equivalente por día
Bopd	Barriles de petróleo por día
D&M	DeGolyer and MacNaughton
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 "Invierta con nosotros" del sitio web www.geopark.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 con base en 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 las metas de reducción de emisiones, la producción, el crecimiento de la producción, el EBITDA ajustado, gastos de capital y otro desempeño financiero y operativo, incluyendo flujo de caja libre y retorno a los accionistas esperados, pronóstico de dividendos y de recompras, momento, método y cantidad de recompra de acciones, netback operativo, oportunidades futuras, nuestro proceso de desapalancamiento y reducciones en el pago de intereses, dividendo u otras distribuciones, rendimiento del retorno del capital, etc. Las declaraciones prospectivas están basadas en la creencia y suposiciones de la gerencia y en su información disponible actualmente. 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 Comisión de Valores de los EE.UU. (SEC) permite a las compañías de petróleo y de gas, en sus presentaciones ante este organismo, divulgar solo las reservas probadas, probables y posibles que cumplen con las definiciones de la SEC para dichos 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 caja 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 caja 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 caja 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. Para una reconciliación del netback operativo por boe con respecto a la medida financiera NIIF de ganancia del año o período correspondiente, remitirse a las tablas financieras adjuntas.

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