



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK REPORTA LOS RESULTADOS DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2022

RENDIMIENTO DE CICLO COMPLETO Y EJECUCIÓN

Bogotá, Colombia- 11 de mayo de 2022 - 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 marzo de 2022 ("Primer Trimestre" o 1T2022"). Para analizar los resultados financieros del 1T2022 se realizará una conferencia telefónica el 12 de mayo 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 marzo de 2022, disponibles en el sitio web de la Compañía.

DATOS MÁS SIGNIFICATIVOS DEL PRIMER TRIMESTRE 2022

Producción rentable acelerada

- Producción consolidada de petróleo y gas de 38.626 boepd, un incremento del 6%, ajustada a las desinversiones en Argentina.
- Producción en Colombia de 33.738 boepd, un 6% más que en el 4T2021.
- El bloque CPO-5 (no operado por GeoPark con una participación del 30%) en Colombia produce más de 20.000 bopd brutos, un incremento de + del 150% sobre la producción previa a la adquisición (enero 2020).
- El bloque Perico (no operado por GeoPark con una participación del 50%) en Ecuador agregó producción nueva de dos pozos de exploración.

Generación récord de ingresos, EBITDA ajustado y flujo de caja a partir de operaciones

- Los ingresos aumentaron un 70% a USD 249,2 millones.
- El EBITDA Ajustado aumentó un 84% a USD 122,6 millones (incluyendo USD 30,5 millones de pérdida por cobertura en efectivo obtenidas).
- El flujo de caja de operaciones aumentó un 147% a USD 89,7 millones.
- Flujo de caja libre de USD 50,3 millones¹.
- Ganancia neta de USD 31,0 millones.

Mejoras en el capital y en la rentabilidad

- Gastos de capital por USD 39,4 millones.
- Índice de EBITDA Ajustado sobre gastos de capital de 3,1 x (3,9 x excluyendo pérdidas por cobertura en efectivo obtenidas).
- Se redujeron los costos G&G y G&A en un 12% a USD 12,7 millones (26% más bajos con respecto al 1T2020).

Reducción de deuda y fortalecimiento del balance

- Efectivo en mano de USD 114,1 millones (USD 100,6 millones en diciembre 2021).
- Apalancamiento neto de 1,5 x (1,9 x en diciembre de 2021).
- Recompra de USD 32,9 millones del Bono 2024² reduciendo la deuda bruta y generando ahorros financieros.

¹ Flujo de caja operativo menos compra de bienes, planta y línea de equipamiento en flujo de caja utilizado en actividades de inversión.

² 1 de enero al 10 de mayo de 2022, con USD 23,1 millones recomprados en el 1T2022.

- Envío de notificación a los tenedores para rescatar USD 45 millones de capital de los Bonos 2024, a ser completado en mayo de 2022, con más desapalancamiento previsto en el 2S2022.

Retribución de mayor valor a los accionistas

- Los retornos directos a los accionistas durante el 1T2022 totalizaron USD 7,9 millones³, luego de duplicar los dividendos en efectivo.
- Programa discrecional de recompra de acciones vigente de hasta el 10% de acciones en circulación, hasta noviembre de 2022.
- Nuevo dividendo trimestral en efectivo de USD 5,0 millones (USD 0,082 por acción) pagadero el 10 de junio de 2022.

Ampliación de la vía de crecimiento y fortalecimiento del portafolio

- Colombia: adquisición del bloque CPO-4-1 (no operado por GeoPark con una participación del 50%), un bloque de exploración atractivo de bajo riesgo y bajo costo, con aproximadamente el 50% cubierto de sísmica 3D y ubicado estratégicamente adyacente a los bloques CPO-5, Llanos 94 (no operados por GeoPark con una participación del 50%) y Llanos 123 (operado por GeoPark con una participación del 50%).
- Argentina: finalización de la desinversión de los bloques no centrales Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet (operados por GeoPark con una participación del 100%) el 31 de enero de 2022⁴.

Expansión del programa de trabajo autofinanciado 2022 y objetivos de producción

- Producción anual 2022 revisada en alza en un 8%⁵ a 38.500-40.500 boepd (de 35.500-37.500 boepd) excluyendo cualquier producción potencial de 14-18 pozos de exploración.
- La guía de producción refleja los resultados de perforación continuos, las nuevas inversiones y la incorporación de la producción del yacimiento de gas Manatí en Brasil⁶.
- El programa de trabajo 2022 se amplió a USD 200-220 millones (de USD 160-180 millones) para perforar 50-55 pozos brutos (de 40-48 pozos brutos).
- A un precio Brent de USD 95-100/ bbl, el programa de trabajo genera un flujo de caja libre de USD 250-280 millones, un rendimiento de 28-32⁷%.
- El flujo de efectivo libre financia proyectos de capital incrementales, desapalancamiento, mayores retornos a los accionistas y otros objetivos corporativos.

Mejoras en SPEED/ ESG + y en su rendimiento y calificación

- La electrificación del bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%) está completa en un 80%, un catalizador decisivo a corto plazo que mejorará la confiabilidad operativa general y reducirá las emisiones de carbono y costos de generación de energía.
- La planta solar fotovoltaica en el bloque Llanos 34 está completa en un 80% y estará operativa a mediados de 2022.
- La calificación de GeoPark, por parte MSCI ESG Ratings, aumentó a "A" una mejora en la calificación plurianual (GeoPark estaba calificada como "B" en 2018, "BB" en 2019 y "BBB" en 2021.)
- GeoPark fue añadida al Índice de Igualdad de Género de Bloomberg, cubriendo compañías con las mejores prácticas y políticas relacionadas con la equidad de género.

Catalizadores futuros

- Perforación de 10-12 pozos brutos en el 2T2022, apuntando a proyectos de exploración, avanzada y desarrollo, incluyendo el inicio de la campaña de perforación de exploración en el bloque CPO-5.
- Interconexión del yacimiento Tigana en el bloque Llanos 34 a la red nacional en Colombia como primera etapa de la electrificación del bloque, a ser seguida por la interconexión de Jacana a principios del 2S2022.

³ USD 3,1 millones en recompra de acciones más USD 4,8 millones en dividendos trimestrales.

⁴ GeoPark no informa la producción, ingresos o costos de estos bloques desde el cierre de la transacción.

⁵ Calculado como el punto medio de la guía de producción anterior y nueva.

⁶ El proceso de desinversión del yacimiento de gas Manatí no se completó antes de la fecha límite del 31 de marzo de 2022 y, al vencimiento, GeoPark decidió no extender la fecha propuesta.

⁷ 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 30 de abril de 2022.

James F. Park, CEO de GeoPark, expresó: "Enormes gracias y felicitaciones al equipo de GeoPark por hacer su trabajo y crear valor en todo nuestro negocio una vez más en este período, incluyendo: aumentar la producción rentable, encontrar nuevos yacimientos de petróleo, perforar exitosamente nuevos pozos, realizar sísmica y desarrollar nuevos prospectos, mantener a nuestro equipo seguro y saludable, reducir los costos y aumentar la rentabilidad del capital, alcanzar flujos de caja récord, reducir la deuda, aumentar nuestro programa de trabajo autofinanciado, gestionar los riesgos, expandir nuestro acreage, construir alianzas, proteger el medio ambiente y reducir emisiones, ser un buen vecino, mejorar nuestras calificaciones de ESG, mejorar nuestra organización, fortalecer nuestra cultura, atraer inversores de largo plazo, aumentar los dividendos, retribuir más a nuestros grupos de interés y promover un nuevo y fortalecido equipo de liderazgo. Este enfoque integral de GeoPark, siempre sustentado por nuestros propios flujos de caja, el modelo correcto de negocios para nuestra industria hoy y nuestros consistentes resultados, proporcionan un impulso poderoso para un prometedor y trascendental 2022 y más allá".

PAUTAS DE PRODUCCIÓN 2022 INCREMENTADAS

La producción anual promedio 2022 de GeoPark fue revisada en alza en un 8%⁸ a 38.500-40.500 boepd (de 35.500-37.500 boepd) excluyendo cualquier producción potencial de 14-18 pozos de exploración a ser perforados de mayo a diciembre de 2022.

La guía de producción revisada refleja los resultados exitosos de perforación, las nuevas inversiones debido a mayores precios de petróleo y a la reincorporación de la producción del yacimiento de gas Manatí en Brasil.

El programa de trabajo 2022 se amplió a USD 200-220 millones (de USD 160-180 millones) para perforar 50-55 pozos brutos. Las nuevas inversiones para aproximadamente USD 40 millones incluyen la perforación de 8-9 pozos brutos nuevos más facilidades y otros proyectos sobre permiso.

Se espera que las inversiones incrementales se asignen según se detalla:

- Bloque Llanos 34 - USD 15-20 millones para perforar 1-2 pozos brutos de desarrollo, 3 pozos brutos de inyección y 2 pozos brutos de exploración más infraestructura y facilidades.
- Bloque Platanillo (operado por GeoPark con una participación del 100%), USD 7-10 millones para perforar 1 pozo de exploración más facilidades y otros proyectos sobre permiso.
- Bloque Perico: USD 5-10 millones para perforar 1 pozo bruto de exploración más otros proyectos de optimización.

Las sensibilidades del flujo de caja libre a los diferentes precios del petróleo Brent se muestran en la siguiente tabla:

Flujo de efectivo libre 2022⁹	USD 80-85 por bbl	USD 95-100 por bbl
(En millones de USD)		
Netback operativo	550-580	590-620
EBITDA Ajustado	500-530	540-570
Impuestos en efectivo	(40-45)	(40-45)
Gastos de capital	(200-220)	(200-220)
Pagos obligatorios de servicio de deuda ¹⁰	(38-42)	(38-42)
Flujo de caja libre	210-240	250-280
Rendimiento del flujo de caja libre (en %)	24-27%	28-32%

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

⁸ Calculado como el punto medio de la guía de producción anterior y nueva.

⁹ La suposición del precio del petróleo Brent hace referencia a mayo- 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.

¹⁰ Excluyendo prepagos potenciales y voluntarios en la deuda financiera existente.

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.

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 30 de abril de 2022.

DESEMPEÑO OPERATIVO CONSOLIDADO

Indicadores clave de desempeño:

Indicadores Clave	1T2022	4T2021	1T2021
Producción de petróleo ^a (bopd)	34.442	33.205	32.877
Producción de gas (mcfpd)	25.096	28.338	31.522
Producción neta promedio (boepd)	38.626	37.928	38.131
Precio de petróleo Brent (USD por bbl)	96,9	79,0	61,1
Precio obtenido combinado (USD por boe)	75,8	59,3	44,7
- Petróleo (USD por bbl)	84,3	65,9	49,8
- Gas (USD por mcf)	4,8	4,0	3,6
Venta de petróleo crudo (en millones de USD)	239,0	192,9	137,3
Venta de gas (en millones de USD)	10,2	9,5	9,3
Ingresos (en millones de USD)	249,2	202,4	146,6
Contratos de gestión de riesgo de commodities ^b (en millones de USD)	(78,1)	(2,5)	(47,3)
Costos operativos y de producción ^c (en millones de USD)	(80,6)	(67,6)	(42,9)
G&G, G&A ^d (en millones de USD)	(12,7)	(11,6)	(14,4)
Gastos de venta (en millones de USD)	(2,0)	(3,4)	(1,7)
EBITDA Ajustado (en millones de USD)	122,6	87,1	66,5
EBITDA Ajustado (USD por boe)	37,3	25,5	20,3
Netback operativo (USD por boe)	41,0	29,0	24,2
Resultado neto (pérdida) (en millones de USD)	31,0	36,9	(10,3)
Gastos de capital (en millones de USD)	39,4	43,9	20,3
Efectivo y equivalentes de efectivo (en millones de USD)	114,1	100,6	187,6
Deuda financiera a corto plazo (en millones de USD)	8,7	17,9	5,9
Deuda financiera a largo plazo (en millones de USD)	633,9	656,2	767,1
Deuda neta (en millones de USD)	528,4	573,5	585,4

a) Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 1.115, 1.119 y 1.101 bopd del 1T2022, 4T2021 y 1T2021, 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 de G&A y G&C incluyen pagos basados en acciones no monetarios por USD 0,9 millones, USD 0,9 millones y USD 2,0 millones en el 1T2022, 4T2021 y 1T2021, respectivamente. Estos gastos se excluyen del cálculo del EBITDA Ajustado.

Producción: la producción consolidada de petróleo y gas en el 1T2022 fue de 38.626 boepd, un incremento del 1% comparado con el 1T2021. Ajustada a las recientes desinversiones en Argentina, la producción

consolidada de petróleo y gas aumentó un 6% comparada con el 1T2021, debido a una mayor producción en Colombia y, en menor medida, a los recientes éxitos de exploración en Ecuador, parcialmente compensada por una menor producción en Chile y Brasil.

El petróleo representó el 89% y 86% de la producción total reportada en el 1T2022 y 1T2021, respectivamente.

Para más detalles, remitirse a los Resultados Operacionales del 1T2022 publicados el 11 de abril de 2022.

Precios obtenidos y de referencia del petróleo: los precios del crudo Brent promediaron los USD 96,9 por bbl durante el 1T2022 y el precio de venta consolidado obtenido del petróleo promedió los USD 84,3 por bbl en el 1T2022.

La tabla a continuación presenta un desglose de los precios netos obtenidos y de referencia de petróleo en Colombia, Chile y Argentina durante el 1T2022 y 1T2021:

1T2022- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina
Precio de petróleo Brent (*)	96,9	103,7	96,9
Diferencial del marcador local	(3,7)	-	-
Descuentos comerciales, de transporte y otros	(8,8)	(7,8)	(40,2)
Precio obtenido de petróleo	84,4	95,9	56,7
Peso en mix de ventas de petróleo	98%	1%	1%

1T2021- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina
Precio de petróleo Brent (*)	61,1	60,5	61,1
Diferencial del marcador local	(2,9)	-	-
Descuentos comerciales, de transporte y otros	(8,5)	(8,6)	(10,5)
Precio obtenido de petróleo	49,7	51,9	50,6
Peso en mix de ventas de petróleo	95%	1%	4%

(*) Corresponde al ICE Brent para Colombia y Argentina. Corresponde al Dated Brent a fecha para Chile

Ingresos: los ingresos consolidados aumentaron un 70% a USD 249,2 millones en el 1T2022 comparado con USD 146,6 millones en el 1T2021, reflejando precios de petróleo y gas más altos.

Ventas de petróleo crudo: los ingresos consolidados por petróleo aumentaron un 74% a USD 239,0 millones en el 1T2022, impulsados por un aumento del 69% en los precios obtenidos de petróleo y, en menor medida, un 3% de aumento en las ventas de éste. Los ingresos por petróleo representaron el 96% de los ingresos totales en el 1T2022 y 94% en el 1T2021.

(En millones de USD)	1T2022	1T2021
Colombia	234,0	130,1
Chile	3,1	1,4
Argentina	1,7	5,8
Brasil	0,2	0,1
Ingresos por petróleo	239,0	137,3

- Colombia: en el 1T2022, los ingresos por petróleo aumentaron un 80% a USD 234,0 millones reflejando mayores precios obtenidos de petróleo y mayores ventas de éste. Los precios obtenidos aumentaron un 70% a USD 84,4 por bbl debido a mayores precios de petróleo Brent mientras que las ventas de petróleo aumentaron un 6% a 31.903 bopd. Los pagos earn-out aumentaron a USD 8,4 millones en el 1T2022, comparado con USD 4,5 millones en el 1T2021, en línea con mayores precios de petróleo.
- Chile: en el 1T2022, los ingresos por petróleo aumentaron un 129% a USD 3,1 millones reflejando mayores precios obtenidos de petróleo y mayores ventas de éste. Los precios obtenidos aumentaron un 85% a USD 95,9 por bbl debido a mayores precios de petróleo Brent mientras que las ventas de petróleo aumentaron un 24% a 362 bopd.
- Argentina: los ingresos por petróleo en el 1T2022 disminuyeron un 71% a USD 1,7 millones de USD 5,8 millones en el 1T2021, reflejando ingresos sólo hasta la desinversión de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet, el 31 de enero de 2022.

Ventas de gas: los ingresos consolidados por gas aumentaron un 9% a USD 10,2 millones en el 1T2021 comparado con USD 9,3 millones en el 1T2021, reflejando un incremento en los precios de gas del 34% parcialmente contrarrestado por una disminución del 18% en las ventas de éste. Los ingresos por gas representaron el 4% y 6% de los ingresos totales en el 1T2022 y 1T2021, respectivamente.

(En millones de USD)	1T2022	1T2021
Chile	3,6	3,2
Brasil	5,7	4,7
Argentina	0,3	0,8
Colombia	0,5	0,5
Ingresos por gas	10,2	9,3

- Chile: en el 1T2022, los ingresos por gas aumentaron un 12% a USD 3,6 millones reflejando mayores precios de gas, parcialmente contrarrestado por menores ventas de gas. Los precios del gas aumentaron un 30%, a USD 3,7 por mcf (USD 22,3 por boe) en el 1T2022. Las ventas de gas cayeron un 14% a 10.775 mcfpd (1.796 boepd).
- Brasil: en el 1T2022, los ingresos por gas aumentaron un 22% a USD 5,7 millones debido a mayores precios de gas, parcialmente contrarrestado por menores ventas de gas. Los precios de gas aumentaron un 33% a USD 6,5 por mcf (USD 39,9 por boe). Las ventas de gas disminuyeron un 8% del yacimiento de gas Manatí a 9.823 mcfpd (1.637 boepd).
- Argentina: los ingresos por petróleo en el 1T2022 disminuyeron un 65% a USD 0,3 millones de USD 0,8 millones en el 1T2021, reflejando ingresos sólo hasta la desinversión de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet, el 31 de enero de 2022.

Contratos de gestión de riesgo de commodities: los contratos consolidados de gestión de riesgos de commodities tuvieron una pérdida de USD 78,1 millones en el 1T2022 comparado con una pérdida de USD 47,3 millones en el 1T2021.

La siguiente tabla muestra un desglose de los contratos de gestión de riesgos de commodities obtenidos y no obtenidos en el 1T2022 y 1T2021:

(En millones de USD)	1T2022	1T2021
Pérdida obtenida	(30,5)	(20,6)
Pérdida no obtenida	(47,6)	(26,7)
Contratos de gestión de riesgo de commodities	(78,1)	(47,3)

La parte obtenida registró una pérdida de USD 30,5 millones en el 1T2022 comparado con una pérdida de USD 20,6 millones en el 1T2021. Las pérdidas obtenidas en el 1T2022 reflejaron coberturas con precios topes promedios por debajo de los precios de petróleo Brent actuales durante el trimestre.

La parte no obtenida registró una pérdida de USD 47,6 millones en el 1T2022 comparado con una pérdida de USD 26,7 millones en el 1T2021. Las pérdidas no obtenidas en el 1T2022 fueron el resultado, principalmente, de un incremento en la curva del precio Brent el 31 de marzo de 2022 comparado con el 31 de diciembre 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 producción¹¹: los costos operativos y de producción consolidados aumentaron a USD 80,6 millones de USD 42,9 millones, principalmente como resultado de un incremento de USD 38,2 millones en regalías en efectivo debido a mayores precios de petróleo y gas, parcialmente contrarrestado por menores costos operativos.

La siguiente tabla muestra un desglose de los costos operativos y de producción en el 1T2022 y 1T2021:

(En millones de USD)	1T2022	1T2021
Costos operativos	22,5	23,1
Regalías en efectivo	58,0	19,8
Pago basado en acciones	0,1	0,0
Costos operativos y de producción:	80,6	42,9

Los costos operativos consolidados disminuyeron a USD 22,5 millones en el 1T2022, comparado con USD 23,1 millones en el 1T2021.

A continuación se muestra el desglose de los costos operativos:

- Colombia: los costos operativos por boe ascendieron a USD 5,9 en el 1T2022 comparado con USD 6,9 en el 1T2021. Los costos operativos totales disminuyeron a USD 16,2 millones en el 1T2022 a partir de USD 17,4 millones en el 1T2021 debido a menores costos operativos por boe, parcialmente contrarrestado por mayores ventas (las ventas en Colombia aumentaron un 6%).
- Chile: los costos operativos por boe ascendieron a USD 18,9 en el 1T2022 comparado con USD 9,2 en el 1T2021. Los costos operativos totales aumentaron a USD 3,7 millones en el 1T2022 de USD 2,0 millones en el 1T2021 en línea con mayores costos operativos por boe, debido a mayores costos de mantenimiento, parcialmente contrarrestado por menores ventas de petróleo y gas (las ventas en Chile disminuyeron un 9%).
- Brasil: los costos operativos por boe ascendieron a USD 10,6 en el 1T2022 comparado con USD 6,0 en el 1T2021. Los costos operativos totales aumentaron a USD 1,2 millones en el 1T2022 a partir de USD 0,5 millones en el 1T2021 debido a mayores costos operativos por boe, parcialmente contrarrestado por menores ventas de gas en el yacimiento Manatí (las ventas en Brasil disminuyeron un 8%).
- Argentina: los costos operativos por boe ascendieron a USD 24,1 en el 1T2022 comparado con USD 18,8 en el 1T2021. Los costos operativos totales disminuyeron a USD 1,3 millones en el 1T2022 de USD 3,2 millones en el 1T2021, reflejando costos hasta la desinversión de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet, el 31 de enero de 2022.

Gastos de venta: los gastos de venta consolidados aumentaron a USD 2,0 millones en el 1T2022 comparado con USD 1,7 millones en el 1T2021.

Gastos geológicos & geofísicos: los gastos G&G consolidados disminuyeron a USD 2,7 millones en el 1T2022 comparado con USD 3,1 millones en el 1T2021.

Gastos administrativos: los gastos consolidados G&A disminuyeron a USD 9,9 millones en el 1T2022 comparado con USD 11,3 millones en el 1T2021 debido a menores costos de staff, pagos basados en acciones y mayor asignación a operaciones conjuntas debido a un mayor nivel de actividades.

¹¹ Los costos operativos por boe representan las cifras utilizadas en el cálculo de EBITDA Ajustado con ciertos ajustes en las cifras reportadas.

EBITDA Ajustado: el EBITDA Ajustado consolidado¹² aumentó un 84% a USD 122,6 millones, o USD 37,7 por boe, en el 1T2022 comparado con USD 66,5 millones, o USD 20,3 por boe, en el 1T2021.

(En millones de USD)	1T2022	1T2021
Colombia	121,8	64,3
Chile	2,1	1,7
Brasil	3,6	3,2
Argentina	(1,7)	1,1
Corporativo, Ecuador y Otro	(3,2)	(3,8)
EBITDA Ajustado	122,6	66,5

La siguiente tabla muestra la producción, volúmenes vendidos y el desglose de los componentes más significativos del EBITDA Ajustado para el 1T2022 y el 1T2021, sobre una base por país y por barril:

EBITDA Ajustado/boe	Colombia		Chile		Brasil		Argentina		Total	
	1T22	1T21	1T22	1T21	1T22	1T21	1T22	1T21	1T22	1T21
Producción (boepd)	33.738	31.455	2.279	2.491	1.815	1.984	604	2.201	38.626	38.131
Existencias, RIK ^a & Otros	(1.635)	(1.151)	(121)	(117)	(153)	(170)	1	(232)	(2.098)	(1.670)
Volumen de ventas (boepd)	32.103	30.304	2.158	2.374	1.662	1.814	605	1.969	36.528	36.461
% Petróleo	99,4%	99,3%	17%	12%	1%	1%	54%	64%	89%	87%
(USD por boe)										
Precio obtenido de petróleo	84,4	49,7	95,9	51,9	104,5	58,4	56,7	50,6	84,3	49,8
Precio obtenido de gas ^b	28,8	25,8	22,3	17,1	39,0	29,3	11,9	13,4	28,8	21,5
Earn-out	(2,9)	(1,7)	-	-	-	-	-	-	(2,9)	(1,6)
Precio combinado	81,2	47,9	34,6	21,4	39,9	29,7	36,0	37,3	75,8	44,7
Contratos de gestión de riesgo de commodities obtenidos	(10,6)	(7,6)	-	-	-	-	-	-	(9,3)	(6,3)
Costos operativos	(5,9)	(6,9)	(18,9)	(9,2)	(10,6)	(6,0)	(24,1)	(18,8)	(7,2)	(7,6)
Regalías en efectivo	(19,7)	(6,7)	(1,4)	(0,8)	(3,2)	(2,4)	(5,0)	(5,6)	(17,7)	(6,0)
Gastos de venta y otros	(0,6)	(0,5)	(0,4)	(0,4)	-	-	(1,9)	(1,4)	(0,6)	(0,5)
Netback operativo/boe	44,3	26,2	13,9	11,0	26,2	21,4	5,0	11,5	41,0	24,2
G&A, G&G & otros									(3,7)	(3,9)
EBITDA Ajustado/boe									37,3	20,3

a) RIK (Regalías en especie). Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 1.115 y 1.101 bopd del 1T2022 y 1T2021, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Chile, Brasil ni Argentina.

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

Depreciación: los gastos consolidados por depreciación disminuyeron un 4% a USD 21,6 millones en el 1T2022, comparado con los USD 22,6 millones en el 1T2021, en línea con menores volúmenes vendidos y menores costos de depreciación por boe.

Otros ingresos (gastos): otros gastos operativos mostraron una ganancia de USD 4,5 millones en el 1T2022, comparado con una pérdida de USD 1,8 millones en el 1T2021. Las ganancias reconocidas en el 1T2021 son principalmente relativas a la venta de los bloques Aguada Bagueles, El Porvenir y Puesto Touquet en Argentina, que se cerró en enero de 2022.

¹² 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.

RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y GANANCIAS DEL PERÍODO

Gastos financieros: los gastos financieros netos disminuyeron a USD 15,1 millones en el 1T2022, en comparación con los USD 15,5 millones del 1T2021, 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, parcialmente contrarrestado por USD 0,8 millones de cancelación de préstamo en el 1T2022. Los costos de cancelación de préstamo hacen referencia a recompras del Bono 2024 durante el 1T2021 por USD 23,1 millones en transacciones de mercado abierto, y reflejan la diferencia entre valor contable de la deuda recomprada y el monto pagado.

Cambio de divisas: los gastos netos por cambio de divisas ascendieron a una pérdida de USD 6,6 millones en el 1T2022 comparado con una ganancia de USD 2,7 millones en el 1T2021.

Impuesto a las ganancias: los impuestos a las ganancias totalizaron USD 5,9 millones en el 1T2022, en comparación con USD 13,4 millones en el 1T2021, principalmente como resultado de fluctuaciones en las divisas locales sobre impuestos a las ganancias diferidos, parcialmente contrarrestado por mayores ganancias antes del impuesto a las ganancias.

Resultado neto: ganancia de USD 31,0 millones en el 1T2022 comparado con una pérdida de USD 10,3 millones registrada en el 1T2021.

BALANCE

Efectivo y equivalentes de efectivo: el efectivo y los equivalentes de efectivo totalizaron USD 114,1 millones al 31 de marzo 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)	1T2022
Flujo de efectivo generado por las actividades operativas	89,7
Flujo de efectivo utilizado en las actividades de inversión	(25,0)
Flujo de efectivo utilizado en las actividades de financiación	(52,9)
Traducción en divisa	1,7
Aumento neto en efectivo y equivalentes de efectivo	13,5

Los flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión incluyeron USD 39,4 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 en Argentina de USD 14,4 millones.

Los flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación incluyeron USD 23,1 millones relativos a las recompras de Bonos 2024 que fueron adquiridos en transacciones de mercado abierto a precios por debajo de la opción de compra.

Deuda financiera: la deuda financiera total, neta de costos de emisión, fue de USD 642,5 millones, incluyendo el remanente del Bono 2024, el Bono 2027 y otros préstamos bancarios de corto plazo totalizando USD 2,7 millones. Al 31 de marzo de 2022, la deuda financiera a corto plazo era de USD 8,7 millones.

(En millones de USD)	31 mar 2022	31 dic 2021
Bonos 2024	146,2	171,9
Bonos 2027	493,6	499,9
Otros préstamos bancarios	2,7	2,3
Deuda financiera	642,5	674,1

Durante el 1T2022, la Compañía recompró USD 23,1 millones del Bono 2024 en transacciones de mercado abierto a precios por debajo de la opción de compra, reduciendo la deuda bruta y generando ahorros financieros. Luego de la fecha del balance, la Compañía continuó recomprando el Bono 2024 por USD 9,8 millones adicionales.

En la fecha de esta comunicación, GeoPark envió una notificación de rescate a los tenedores del Bono 2024 para rescatar USD 45 millones de suma total de capital de los Bonos 2024, que se espera completar el 26 de mayo de 2022.

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 12 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 31 de marzo 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
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
1T2022	642,5	114,1	528,4	1,5x	8,4x

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 12 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 31 de marzo 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	Volúmen (bopd)	Términos del contrato (USD promedio por bbl)	
				Purchased Put	Sold Call
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	4.500	68,3	108,8

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 4 de los estados financieros consolidados de GeoPark para el período finalizado el 31 de marzo de 2022, disponible en la página web de la Compañía.

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

Colombia (En millones de USD)	1T2022	1T2021
Venta de petróleo crudo	234,0	130,1
Venta de gas	0,5	0,5
Ingresos	234,5	130,6
Costos operativos y de producción ^a	(73,4)	(35,7)
EBITDA Ajustado	121,8	64,3
Gastos de capital	28,4	18,3

Chile (En millones de USD)	1T2022	1T2021
Venta de petróleo crudo	3,1	1,4
Venta de gas	3,6	3,2
Ingresos	6,7	4,6
Costos operativos y de producción ^a	(4,0)	(2,1)
EBITDA Ajustado	2,1	1,7
Gastos de capital	2,9	2,0

Brasil (En millones de USD)	1T2022	1T2021
Venta de petróleo crudo	0,3	0,1
Venta de gas	5,7	4,7
Ingresos	6,0	4,9
Costos operativos y de producción ^a	(1,7)	(0,9)
EBITDA Ajustado	3,6	3,2
Gastos de capital	0,0	0,0

Argentina (En millones de USD)	1T2022¹³	1T2021
Venta de petróleo crudo	1,7	5,8
Venta de gas	0,3	0,8
Ingresos	2,0	6,6
Costos operativos y de producción ^a	(1,6)	(4,2)
EBITDA Ajustado	(1,7)	1,1
Gastos de capital	0,0	0,0

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

¹³ Las cifras del 1T2022 incluyen ingresos, costos, EBITDA ajustado y gastos de captal hasta la desinversión de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet completada el 31 de enero de 2022.

ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO
(INFORMACION TRIMESTRAL SIN AUDITAR)

(En millones de USD)

	1T2022	1T2021
INGRESOS		
Venta de petróleo crudo:	239,0	137,3
Venta de gas	10,2	9,3
INGRESO TOTAL	249,2	146,6
Contratos de gestión de riesgo de commodities	(78,1)	(47,3)
Costos operativos y de producción:	(80,6)	(42,9)
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	(2,7)	(3,1)
Gastos administrativos (G&A)	(9,9)	(11,3)
Gastos de venta	(2,0)	(1,7)
Depreciación	(21,6)	(22,6)
Bajas por resultados no exitosos de exploración	-	-
Pérdida por deterioro en activos no financieros	-	-
Otros operativos	4,5	(1,8)
GANANCIA OPERATIVA	58,6	15,9
Costos financieros, neto	(15,1)	(15,5)
Ganancia por Cambio de Divisas (pérdida)	(6,6)	2,7
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	36,9	3,1
Impuesto a las ganancias:	(5,9)	(13,4)
RESULTADOS (PERDIDA) PARA EL PERÍODO	31,0	(10,3)

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

(En millones de USD)	Mar '22	Dic '21
Activo no corriente		
Propiedad, planta y equipos	632,1	614,0
Otros activos no corrientes	49,1	49,2
Total activo no corriente	681,2	663,2
Activo corriente		
Existencias	11,1	10,9
Créditos comerciales	109,4	70,5
Otros activos corrientes	18,1	50,6
Efectivo en bancos y en caja	114,1	100,6
Total activo corriente	252,7	232,6
Total activo	933,9	895,7
Patrimonio neto		
Atribuible a propietarios de GeoPark	(36,2)	(61,9)
Total patrimonio neto	(36,2)	(61,9)
Pasivo no corriente		
Préstamos	633,9	656,2
Otros pasivos no corrientes	79,2	97,8
Total pasivo no corriente	713,1	754,0
Pasivo corriente		
Préstamos	8,7	17,9
Otros pasivos corrientes	248,4	185,7
Total pasivo corriente	257,0	203,7
Total pasivo	970,1	957,7
Total pasivo y patrimonio	933,9	895,7

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

(En millones de USD)	1T2022	1T2021
Flujo de efectivo generado por las actividades operativas	89,7	36,4
Flujo de efectivo (utilizado en) actividades de inversión	(25,0)	(20,3)
Flujo de efectivo (utilizado) de las actividades de financiación	(52,9)	(29,7)

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

1T2022 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	121,8	2,1	3,6	(1,7)	(3,2)	122,6
Depreciación	(17,4)	(3,3)	(0,8)	(0,1)	(0,0)	(21,6)
Contratos de gestión de riesgo de commodities no obtenidos	(47,6)	-	-	-	-	(47,6)
Bajas por resultados no exitosos de exploración y deterioro	-	-	-	-	-	-
Pago basado en acciones	(0,2)	(0,0)	(0,0)	0,2	(1,0)	(1,0)
Contabilización de contratos de arrendamiento- NIIF 16	1,0	0,4	0,4	0,0	0,0	1,8
Otros	0,7	(0,0)	(0,1)	4,0	(0,0)	4,5
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	58,3	(0,9)	3,1	2,4	(4,2)	58,6
Costos financieros, neto						(15,1)
Cargos por cambio de divisas, neto						(6,6)
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						36,9
1T2021 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	64,3	1,7	3,2	1,1	(3,8)	66,5
Depreciación	(14,8)	(3,3)	(1,0)	(3,3)	(0,1)	(22,6)
Contratos de gestión de riesgo de commodities no obtenidos	(26,7)	-	-	-	-	(26,7)
Bajas por resultados no exitosos de exploración y deterioro	-	-	-	-	-	-
Pago basado en acciones	(0,2)	-	-	-	(1,8)	(2,1)
Contabilización de contratos de arrendamiento- NIIF 16	1,5	0,1	0,5	0,2	0,1	2,5
Otros	(0,9)	(0,1)	(0,2)	0,2	(0,9)	(1,8)
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	23,2	(1,6)	2,5	(1,8)	(6,5)	15,9
Costos financieros, neto						(15,5)
Cargos por cambio de divisas, neto						2,7
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						3,1

(a) Incluye Ecuador y Corporativo.

INFORMACIÓN DE TELECONFERENCIA

Fechas de reporte de los resultados del 1T2022

El equipo directivo de GeoPark tendrá una conferencia telefónica el 12 de mayo de 2022 a las 10 de la mañana (hora estándar del Este) a fin de tratar los resultados financieros del 1T2022.

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/3738306/B98B6DEBD18BAB89024E05E5E5412500>

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: 970790

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
Costos F&D	Los costos de descubrimiento y desarrollo, calculados como gastos de capital divididos por las incorporaciones de reservas netas aplicables antes de los cambios en el Capital de Desarrollo Futuro
G&A	Gastos administrativos
G&G	Gastos geológicos y geofísicos
LTM	Últimos doce meses
Mboe	miles de barriles de petróleo equivalente
Mmbo	Millones de barriles de petróleo
Mmboe	millones de barriles de petróleo equivalente
Mcfpd	miles de pies cúbicos por día
Mmcfpd	millones de pies cúbicos por día
Mm³/día	miles de metros cúbicos por día
PRMS	Petroleum Resources Management System (Sistema de gestión de recursos de petróleo)

Participación	"working interest" o participación
VPN10	Valor presente de ingresos futuros estimados de petróleo y gas, neto de gastos directos estimados, descontado en una tasa anual del 10%.
Sqkm	Kilómetros cuadrados

AVISO

Para más información sobre GeoPark, visitar la sección "Apoyo al Inversor" del sitio web www.geo-park.com.

Redondeo de montos y porcentajes: Algunas cantidades y porcentajes incluidos en este comunicado han sido redondeados para facilitar su presentación. Los porcentajes incluidos en el presente comunicado no se han calculado en todos los casos en base a dichas cifras redondeadas, sino sobre la base de las cantidades antes del redondeo. Por esta razón, algunos valores porcentuales en este comunicado de prensa pueden variar de los obtenidos al realizar los mismos cálculos utilizando las cifras de los estados financieros. Además, es posible que otras cantidades que aparecen en este comunicado no sumen debido al redondeo.

Este comunicado de prensa contiene ciertas métricas de petróleo y gas, incluyendo información por acción, netback operativo, índice de vida útil de reserva y otros, que no tienen significados estandarizados o métodos de cálculo estándar y por lo tanto tales medidas pueden no ser comparables con medidas similares usadas por otras compañías. Tales métricas se han incluido aquí para proporcionar a los lectores medidas adicionales para evaluar el desempeño de la Compañía; sin embargo, estas medidas no son indicadores confiables del desempeño futuro de la Compañía y el desempeño futuro no se puede comparar con el desempeño en períodos anteriores.

DECLARACIONES PREVENTIVAS RELACIONADAS CON INFORMACIÓN PROSPECTIVA

Este comunicado de prensa contiene declaraciones que constituyen información prospectiva. Muchas de las declaraciones prospectivas contenidas en este comunicado pueden ser identificadas por el uso de términos tales como "anticipar", "creer", "podría", "esperar", "debería", "planear", "tener la intención", "estimar" y "potencial", entre otras.

Las declaraciones prospectivas que aparecen en varios lugares de este comunicado de prensa incluyen, pero no se limitan a, declaraciones con respecto a la intención, creencia o expectativas actuales, con respecto a distintos asuntos, incluyendo la venta de activos en Argentina, la desinversión del yacimiento de gas Manatí, las metas de reducción de emisiones, la producción esperada o futura, crecimiento de la producción y rendimiento operativo y financiero, netback operativo, oportunidades futuras, nuestro proceso de desapalancamiento, el rescate del Bono 2024, la interconexión del yacimiento Tigana a la red nacional de Colombia, 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.