



PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEO PARK REPORTA LOS RESULTADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DEL 2022

RENDIMIENTO DE CICLO COMPLETO: CRECIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN Y FLUJO DE CAJA LIBRE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CARBONO ACELERACIÓN DE DESAPALANCAMIENTO Y RETORNO A LOS ACCIONISTAS

Bogotá, Colombia- 10 de agosto 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 30 de junio de 2022 ("Segundo Trimestre" o 2T2022"). Para analizar los resultados financieros del 2T2022 se realizará una conferencia telefónica el 11 de agosto 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 30 de junio de 2022, disponibles en el sitio web de la Compañía.

DATOS MÁS SIGNIFICATIVOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE 2022

Crecimiento rentable de la producción

- Incremento del 14% de la producción consolidada de petróleo y gas a 38.940 boepd, (un 2% más que el 1T2022)¹
- Incremento del 16% en la producción en Colombia a 34.253 boepd (un 2% más que en el 1T2022).
- La producción bruta del bloque CPO-5 (no operado por GeoPark con una participación del 30%) aumentó un 77% a 20.300 boepd (un 34% más que el 1T2022).
- Los yacimientos Tigana y Jacana en el bloque Llanos 34 (operados por GeoPark con una participación del 45%) y el yacimiento Índico en el bloque CPO-5, están clasificados entre los 10 yacimientos productores de petróleo más importantes en Colombia².
- En camino de alcanzar las pautas 2022 de 38.500-40.500 boepd.

Récord en ingresos, EBITDA ajustado, flujo de caja y utilidad neta

- Los ingresos aumentaron un 88% a USD 311,2 millones.
- El EBITDA ajustado aumentó un 140% a USD 144,8 millones (incluyendo USD 36,6 millones de pérdida por cobertura en efectivo obtenidas).
- Ganancia operativa de USD 143,3 millones.
- El flujo de caja de operaciones aumentó un 190% a USD 123,2 millones.
- Ganancia neta de USD 67,9 (o USD 1,13 ingresos por acción)

¹ Los porcentajes se calculan ajustados a las desinversiones en Argentina en el 2T2021 y el 1T2022, respectivamente.

² Basado en la información más reciente sobre la producción de petróleo por yacimiento en Colombia durante mayo del 2022, publicada por la ANH.

Mejoras en el capital y en la rentabilidad

- Gastos de capital por USD 32,4 millones.
- Cada USD1 invertido en gastos de capital tuvo un rendimiento de 4,5x en el EBITDA Ajustado (3,7 x en el 1S2022).
- Se redujeron los costos G&A/G&G en un 15% a USD 10,8 millones.

Acciones rápidas, inmediatas y enérgicas para minimizar las emisiones

- Yacimientos principales en el bloque Llanos 34 interconectados a la red de energía nacional de Colombia están completamente operativos (Tua y Jacana en mayo de 2022 y Tigana en julio de 2022).
- La interconexión de Llanos 34 a la red de energía nacional de Colombia (~70% hidroeléctrica³) es un catalizador decisivo a fin de reducir las emisiones de carbono y mejorar la confiabilidad operativa general.
- La planta solar fotovoltaica en el bloque Llanos 34 estará completamente operativa en el 3T2022.

Programa de trabajo 2022: sólida generación de flujo de caja

- Programa autofinanciado de gastos de capital 2022 de USD 200-220 millones apunta a la perforación de 50-55 pozos brutos, incluyendo 18-22 pozos brutos de exploración/avanzada.
- Tomando como base un precio del petróleo Brent de USD 90-100 por bbl⁴, GeoPark espera generar un flujo de caja libre de USD 250- 280⁵ millones, equivalente a un rendimiento de flujo de caja libre del 35-40%⁶.
- El flujo de caja libre financia proyectos de capital incrementales, reducción significativa de deuda, mayores retornos a los accionistas y otros objetivos corporativos.

Reducción de deuda y fortalecimiento del balance

- Efectivo en caja de USD 122,5 millones (USD 114,1 millones al 31 de marzo del 2022).
- Desapalancamiento neto de 1,0x (1,5x en marzo del 2022 y 2,5x en junio del 2021).
- Reducción de la deuda bruta por USD 103⁷ millones desde el 1 de enero de 2022 (o USD 208 millones desde abril del 2021), con desapalancamiento adicional previsto para el 2022 en las condiciones actuales de mercado.

Retribución de mayor valor a los accionistas

- El Directorio aprobó un incremento del 50% en los dividendos en efectivo a USD 7,5 millones (USD 0,127 por acción) por trimestre, a ser pagado el 8 de septiembre de 2022, un rendimiento de dividendo del 4%⁸ o un 11% de ingreso neto en el 2S2022.
- Adquisición de 1,18 millones de acciones, o un 2% del total de las acciones en circulación por USD 15,1 millones desde el 1 de enero de 2022 (USD 3,0 millones en el 1T2022 y USD 12,1 millones desde el 1 de abril del 2022 a la fecha).

Gobierno Corporativo fortalecido

- Los accionistas reeligieron a los cinco Directores vigentes y eligieron cuatro nuevos Directores en la AGA, realizada el 15 de julio de 2022.
- Los reconocidos exploradores y desarrolladores de primer nivel de petróleo y gas, Brian Maxted y Carlos Macellari se unieron al Directorio como Directores Independientes. Dos experimentados Directores Ejecutivos, Andrés Ocampo y Marcela Vaca, también se incorporaron, aportando una valiosa experiencia al Directorio de GeoPark.
- El 66,7% del Directorio de GeoPark corresponde a Directores Independientes.

Catalizadores futuros

- Perforación de 10-12 pozos brutos en el 3T2022, apuntando a proyectos de desarrollo, avanzada y exploración en las cuencas Llanos y Putumayo en Colombia y en la cuenca Oriente en Ecuador.
- La perforación exploratoria incluye 2-3 pozos en la cuenca Llanos, 1-2 pozos en la cuenca Putumayo y 1 pozo en la cuenca Oriente en Ecuador.

³ Informe al Congreso, Ministerio de Energía y Minas de Colombia, p. 14.

⁴ El precio de petróleo Brent considerado corresponde de julio a diciembre de 2022.

⁵ El flujo de caja libre se utiliza aquí como EBITDA Ajustado menos impuestos a las ganancias, gastos de capital y pagos de intereses obligatorios.

⁶ Calculado utilizando la capitalización promedio de mercado desde el 1 de julio al 9 de agosto de 2022.

⁷ USD 83 millones en el 1S2022 y USD 20 millones en julio y agosto de 2022.

⁸ Calculado utilizando la capitalización promedio de mercado desde el 1 de julio al 9 de agosto de 2022.

En el bloque CPO-5:

- Iniciando las pruebas de producción en el pozo de exploración Cante Flamenco (ubicado a 4 kilómetros al oeste del pozo de exploración Urraca), donde la información preliminar de perfiles indicó la presencia de hidrocarburos en la formación Mirador.
- Luego de Cante Flamenco, se prevé que el equipo de perforación se desplace para perforar 1-2 pozos de desarrollo en el yacimiento Indico a fin de acelerar el crecimiento de la producción.
- Se espera que un segundo equipo de perforación inicie la perforación de pozos en la parte sudeste del bloque a fines de agosto/principios de septiembre de 2022.

Andrés Ocampo, CEO de GeoPark, expresó: "Nuestro segundo trimestre puede caracterizarse de la mejor manera como una transición exitosa y con gran impulso, nuestro desempeño de ciclo completo en el terreno con resultados récord, y mucho trabajo bien hecho y la perforación en marcha que abren aún más oportunidades para el resto del año. Estamos orgullosos del equipo de GeoPark por concluir la primer mitad del año con: éxito en la exploración, crecimiento de la producción, disciplina en los costos, crecimiento del flujo de caja, ganancias netas, reducción significativa de la deuda y entrega de más valor a los accionistas. Estamos también iniciando nuestro proceso de asignación de capital 2023, una de las herramientas de gestión más poderosas, mediante la cual clasificamos y seleccionamos los proyectos más atractivos en la incorporación de valor desde nuestro enorme y diverso portafolio orgánico, para diseñar otro programa exitoso el próximo año."

DESEMPEÑO OPERATIVO CONSOLIDADO

Indicadores clave de desempeño:

Indicadores Clave	2T2022	1T2022	2T2021	1S2022	1S2021
Producción de petróleo ^a (bopd)	35.238	34.542	30.962	34.892	31.914
Producción de gas (mcfpd)	22.212	25.096	33.162	23.650	32.348
Producción neta promedio (boepd)	38.940	38.726	36.489	38.834	37.305
Precio de petróleo Brent (USD por bbl)	111,5	96,9	68,7	104,0	64,6
Precio obtenido combinado (USD por boe)	90,0	75,8	50,7	83,1	47,7
- Petróleo (USD por bbl)	98,7	84,3	57,0	91,8	53,4
- Gas (USD por mcf)	5,1	4,8	4,2	4,9	3,9
Venta de petróleo crudo (en millones de USD)	296,4	239,0	153,8	535,4	291,2
Venta de petróleo crudo adquirido (en millones de USD)	5,4	-	-	5,4	-
Venta de gas (en millones de USD)	9,4	10,2	11,7	19,6	21,0
Ingresos (en millones de USD)	311,2	249,2	165,6	560,4	312,2
Contratos de gestión de riesgo de commodities ^b (en millones de USD)	(15,5)	(78,1)	(47,7)	(93,7)	(95,0)
Costos operativos y de producción ^c (en millones de USD)	(115,1)	(80,6)	(53,0)	(195,7)	(96,0)
G&G, G&A ^d (en millones de USD)	(13,8)	(12,7)	(14,8)	(26,5)	(29,2)
Gastos de venta (en millones de USD)	(1,2)	(2,0)	(1,8)	(3,2)	(3,6)
EBITDA Ajustado (en millones de USD)	144,8	122,6	60,5	267,4	126,9
EBITDA Ajustado (USD por boe)	41,9	37,3	18,5	39,6	19,4
Netback operativo (USD por boe)	45,4	41,0	22,7	43,3	23,4
Resultado neto (pérdida) (en millones de USD)	67,9	31,0	(2,5)	98,9	(12,8)
Gastos de capital (en millones de USD)	32,4	39,4	34,4	71,8	54,7
Efectivo y equivalentes de efectivo (en millones de USD)	122,5	114,1	85,0	122,5	85,0
Deuda financiera a corto plazo (en millones de USD)	15,3	8,7	27,5	15,3	27,5
Deuda financiera a largo plazo (en millones de USD)	570,0	633,9	656,2	570,0	656,2
Deuda neta (en millones de USD)	462,9	528,4	598,7	462,9	598,7

a) Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 1.273, 1.115 y 1.245 bopd del 2T2022, 1T2021 y 2T2021, 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.

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

c) Los costos operativos y de producción incluyen los costos operativos, regalías pagadas en efectivo, pagos basados en acciones y petróleo crudo adquirido.

d) Los gastos G&A y G&G incluyen pagos basados en acciones, no monetarios por USD 2,0 millones, USD 0,9 millones y USD 1,6 millones en el 2T2022, 1T2022 y 2T2021, respectivamente. Estos gastos se excluyen del cálculo del EBITDA Ajustado.

Producción: la producción de petróleo y gas en el 2T2022 fue de 38.940 boepd. Ajustada a las recientes desinversiones en Argentina, la producción consolidada de petróleo y gas aumentó un 14% comparada con el 2T2021, debido a una mayor producción en Colombia y a los recientes éxitos de exploración en Ecuador, parcialmente compensada por una menor producción en Chile y Brasil.

El petróleo representó el 90% y 85% de la producción total reportada en el 2T2022 y 2T2021, respectivamente.

Para más detalles, remitirse a los Resultados Operacionales del 2T2022 publicados el 21 de julio de 2022.

Precios obtenidos y de referencia del petróleo: los precios del crudo Brent promediaron los USD 111,5 por bbl durante el 2T2022 y el precio de venta consolidado obtenido del petróleo promedió los USD 98,7 por bbl en el 2T2022.

La tabla a continuación presenta un desglose de los precios netos obtenidos y de referencia de petróleo en los países relevantes en el 2T2022 y 2T2021:

2T2022- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina⁹	Ecuador
Precio de petróleo Brent (*)	111,5	110,9	-	114,3
Diferencial del marcador local	(5,1)	-	-	-
Descuentos comerciales, de transporte y otros	(8,0)	(4,4)	-	(5,5)
Precio obtenido de petróleo	98,5	106,5	-	108,8
Peso en mix de ventas de petróleo	97%	2%	-	1%

2T2021- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina	Ecuador
Precio de petróleo Brent (*)	68,7	69,1	68,7	-
Diferencial del marcador local	(3,2)	-	-	-
Descuentos comerciales, de transporte y otros	(8,5)	(8,7)	(12,1)	-
Precio obtenido de petróleo	57,0	60,4	56,6	-
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 88% a USD 311,2 millones en el 2T2022 comparado con USD 165,5 millones en el 2T2021, reflejando precios de petróleo y gas más altos y mayores ventas.

Ventas de petróleo crudo: los ingresos consolidados por petróleo aumentaron un 93% a USD 296,4 millones en el 2T2022, impulsados por un aumento del 73% en los precios obtenidos de petróleo y un 10% de aumento en las ventas de éste. Los ingresos por petróleo representaron el 95% de los ingresos totales en el 2T2022 y 93% en el 2T2021.

(En millones de USD)	2T2022	2T2021
Colombia	287,9	145,9
Chile	5,2	1,2
Argentina	-	6,6
Brasil	0,3	0,2
Ecuador	3,1	-
Ingresos por petróleo	296,4	153,8

- Colombia: en el 2T2022, los ingresos por petróleo aumentaron un 97% a USD 287,9 millones reflejando mayores precios obtenidos de petróleo y mayores ventas de éste. Los precios obtenidos aumentaron un 73% a USD 98,5 por bbl debido a mayores precios de petróleo Brent mientras que las ventas de petróleo

⁹ La desinversión de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet se completó el 31 de enero de 2022.

aumentaron un 13% a 33.146 bopd. Los pagos earn-out aumentaron a USD 9,1 millones en el 2T2022, comparado con USD 6,0 millones en el 2T2021, en línea con mayores precios de petróleo.

- Chile: en el 2T2022, los ingresos por petróleo aumentaron un 344% a USD 5,2 millones reflejando mayores precios obtenidos de petróleo y mayores ventas de éste. Los precios obtenidos aumentaron un 76% a USD 106,5 por bbl debido a mayores precios de petróleo Brent mientras que las ventas de petróleo aumentaron un 152% a 533 bopd.
- Ecuador: el ingreso por petróleo en el 2T2022 totalizó USD 3,1 millones, reflejando un precio obtenido de petróleo de USD 108,8 con ventas de 312 bopd. Las ventas registradas en Ecuador son netas de la participación gubernamental en la producción.

Ventas de petróleo crudo adquirido: las ventas de petróleo crudo adquirido en el 2T2022 totalizaron USD 5,4 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 20% a USD 9,4 millones en el 2T2022 comparado con USD 11,7 millones en el 2T2021, reflejando una reducción en las ventas de gas del 33% parcialmente contrarrestado por un aumento del 20% en los precios de gas. Los ingresos por gas representaron el 3% y 7% de los ingresos totales en el 2T2022 y 2T2021, respectivamente.

(En millones de USD)	2T2022	2T2021
Chile	3,4	4,5
Brasil	5,5	5,6
Argentina	-	1,2
Colombia	0,5	0,6
Ingresos por gas	9,4	11,7

- Chile: en el 2T2022, los ingresos por gas disminuyeron un 23% a USD 3,4 millones reflejando menores ventas de gas, parcialmente contrarrestadas por mayores precios de gas. Las ventas de gas cayeron un 24% a 10.186 mcfpd (1.698 boepd). Los precios del gas aumentaron un 2%, a USD 3,7 por mcf (USD 22,3 por boe) en el 2T2022.
- Brasil: en el 2T2022, los ingresos por gas disminuyeron un 1% a USD 5,5 millones debido a menores ventas de gas, parcialmente contrarrestado por mayores precios de gas. Las ventas de gas disminuyeron un 19% del yacimiento de gas Manatí a 9.152 mcfpd (1.525 boepd). Los precios de gas aumentaron un 21% a USD 6,6 por mcf (USD 39,6 por boe) en el 2T2022.

Contratos de gestión de riesgo de commodities: los contratos consolidados de gestión de riesgos de commodities tuvieron una pérdida de USD 15,5 millones en el 2T2022 comparado con una pérdida de USD 47,7 millones en el 2T2021.

La siguiente tabla muestra un desglose de los contratos de gestión de riesgos de commodities obtenidos y no obtenidos en el 2T2022 y 2T2021:

(En millones de USD)	2T2022	2T2021
Pérdida obtenida	(36,6)	(35,7)
Pérdida no obtenida	21,1	(12,0)
Contratos de gestión de riesgo de commodities	(15,5)	(47,7)

La parte obtenida registró una pérdida de USD 36,6 millones en el 2T2022 comparado con una pérdida de USD 35,7 millones en el 2T2021. Las pérdidas obtenidas en el 2T2022 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 21,1 millones en el 2T2022 comparado con una pérdida de USD 12,0 millones en el 2T2021. Las ganancias no obtenidas en el 2T2022 fueron el resultado, principalmente,

de reclasificaciones a pérdidas obtenidas, combinado con movimientos en la curva del precio Brent al 30 de junio de 2022 comparado con el 31 de marzo de 2022.

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 producción¹⁰: los costos operativos y de producción consolidados aumentaron a USD 115,1 millones de USD 53,0 millones, principalmente como resultado de un incremento de USD 58,1 millones en regalías en efectivo debido a mayores precios de petróleo y gas.

La siguiente tabla muestra un desglose de los costos operativos y de producción en el 2T2022 y 2T2021:

(En millones de USD)	2T2022	2T2021
Regalías en efectivo	82,8	24,6
Costos operativos	27,4	28,3
Petróleo crudo adquirido	4,4	-
Pago basado en acciones	0,4	0,1
Costos operativos y de producción:	115,1	53,0

Las regalías consolidadas en efectivo aumentaron a USD 82,8 millones en el 2T2022, comparado con USD 24,6 millones en el 2T2021, en línea con mayores precios de petróleo y gas. Las regalías en efectivo incluyeron regalías base (USD 18,8 millones y USD 9,4 millones en el 2T2022 y 2T2021), participación de alto precio (USD 49,4 millones y USD 9,4 millones en el 2T2022 y 2T2021) y derechos económicos (USD 14,6 millones y USD 5,8 millones en el 2T2022 y 2T2021).

Los costos operativos consolidados disminuyeron a USD 27,4 millones en el 2T2022, comparado con USD 28,3 millones en el 2T2021. La disminución en los costos operativos consolidados es el resultado de la desinversión de activos en Argentina (el 2T2021 incluyó USD 3,1 millones relativos a los costos operativos en los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet que fueron desinvertidos en enero de 2022), parcialmente contrarrestado por mayores costos operativos en Colombia y Chile, y la incorporación de costos operativos provenientes de Ecuador.

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

- Colombia: los costos operativos totales aumentaron a USD 21,4 millones en el 2T2022 a partir de USD 21,0 millones en el 2T2021 debido principalmente a mayores ventas (las ventas en Colombia aumentaron un 13%).
- Chile: los costos operativos totales aumentaron a USD 4,4 millones en el 2T2022 de USD 3,3 millones en el 2T2021 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 totales disminuyeron a USD 0,8 millones en el 2T2022 a partir de USD 0,9 millones en el 2T2021, debido a menores ventas de gas en el yacimiento Manatí (las ventas en Brasil disminuyeron un 19%) parcialmente contrarrestado por mayores costos operativos por boe.
- Ecuador: los costos operativos por boe ascendieron a USD 32,7¹¹ en el 2T2022. Los costos operativos totales fueron de USD 0,9 millones en el 2T2022.
- Argentina: la desinversión de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet se completó en enero del 2022. El período comparado, 2T2021, incluye USD 3,1 millones en costos operativos.

¹⁰ Los costos operativos por boe representan las cifras utilizadas en el cálculo de EBITDA Ajustado con ciertos ajustes en las cifras reportadas.

¹¹ Los costos operativos por boe en Ecuador se calculan como costos operativos totales de barriles entregados, incluyendo costos para producir los barriles de la participación gubernamental, dividido por las cantidades entregadas luego de la participación del Gobierno.

Los gastos consolidados del petróleo crudo adquirido ascienden a USD 4,4 millones en el 2T2022, 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 1,2 millones en el 2T2022 comparado con USD 1,8 millones en el 2T2021.

Gastos geológicos & geofísicos: los gastos G&G consolidados aumentaron a USD 3,0 millones en el 2T2022 comparado con USD 2,1 millones en el 2T2021.

Gastos administrativos: los costos consolidados G&A disminuyeron a USD 10,8 millones en el 2T2022 comparado con USD 12,7 millones en el 2T2021 debido a menores costos de staff, honorarios de consultoría y comunicación y otros costos.

EBITDA Ajustado: el EBITDA Ajustado consolidado¹² aumentó un 140% a USD 144,8 millones, o USD 41,9 por boe, en el 2T2022 comparado con USD 60,5 millones, o USD 18,5 por boe, en el 2T2021.

(En millones de USD)	2T2022	2T2021
Colombia	140,2	57,3
Chile	3,3	1,4
Brasil	3,9	3,7
Argentina	(2,1)	1,6
Ecuador	1,3	(0,5)
Corporativo	(1,8)	(3,0)
EBITDA Ajustado	144,8	60,5

La siguiente tabla muestra la producción, volúmenes vendidos y el desglose de los componentes más significativos del EBITDA Ajustado para el 2T2022 y el 2T2021, sobre una base por país y por barril:

EBITDA Ajustado/boe	Colombia		Chile		Brasil		Ecuador		Total ^d	
	2T22	2T21	2T22	2T21	2T22	2T21	2T22	2T21	2T22	2T21
Producción (boepd)	34.253	29.571	2.358	2.584	1.695	2.080	634	-	38.940	36.489
Existencias, RIK ^a & Otros	(907)	(75)	(127)	(124)	(145)	(170)	(322)	-	(950)	(581)
Volumen de ventas (boepd)	33.346	29.496	2.231	2.460	1.550	1.910	312	-	37.990	35.908
% Petróleo	99,4%	99,2%	24%	9%	2%	2%	100%	-	91%	86%
(USD por boe)										
Precio obtenido de petróleo	98,5	57,0	106,5	60,4	111,8	71,3	108,8	-	98,7	57,0
Precio obtenido de gas ^c	27,7	26,9	22,3	21,8	39,6	32,6	-	-	30,3	25,3
Earn-out	(3,0)	(2,2)	-	-	-	-	-	-	(2,9)	(2,1)
Precio combinado	95,0	54,6	42,4	25,1	40,7	33,2	108,8	-	90,0	50,7
Contratos de gestión de riesgo de commodities obtenidos	(12,1)	(13,3)	-	-	-	-	-	-	(10,6)	(10,9)
Costos operativos ^e	(7,5)	(7,3)	(21,6)	(14,6)	(7,9)	(7,1)	(32,7)	-	(8,5)	(8,4)
Regalías en efectivo	(27,0)	(8,7)	(1,8)	(0,9)	(3,1)	(3,0)	0,0	-	(23,9)	(7,7)
Petróleo crudo adquirido ^b	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,3)	-
Gastos de venta y otros	(0,2)	(0,9)	(0,5)	(0,3)	(0,0)	(0,0)	(14,9)	-	(0,3)	(0,9)
Netback operativo/boe	48,2	24,2	18,6	9,3	29,7	23,1	61,2	-	45,4	22,7

¹² Ver "Conciliación del EBITDA Ajustado a los resultados antes del impuesto a las ganancias y EBITDA Ajustado por boe" incluida en este comunicado de prensa.

G&A, G&G & otros	(3,5)	(4,2)
EBITDA Ajustado/boe	41,9	18,5

a) RIK (Regalías en especie). Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 1.273 bopd y 1.245 bopd del 2T2022 y 2T2021, 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 un 13% a USD 23,2 millones en el 2T2022, comparado con los USD 20,6 millones en el 2T2021, en línea con mayores ventas.

Otros ingresos (gastos): otros gastos operativos mostraron una ganancia de USD 0,9 millones en el 2T2022, comparado con una pérdida de USD 0,4 millones en el 2T2021.

RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y GANANCIAS DEL PERÍODO

Gastos financieros: los gastos financieros netos disminuyeron a USD 15,5 millones en el 2T2022, en comparación con los USD 20,6 millones del 2T2021, principalmente como resultado de un proceso sostenido de desapalancamiento que comenzó en abril del 2021 y continuó en 2022 (se redujo la deuda bruta en USD 103¹³ millones desde el 1 de enero del 2022, o USD 208 millones desde abril del 2021).

Cambio de divisas: las ganancias netas por cambio de divisas fueron de USD 7,1 millones en el 2T2022 comparado con USD 1,8 millones en el 2T2021.

Impuesto a las ganancias: los impuestos a las ganancias totalizaron USD 67,1 millones en el 2T2022, en comparación con USD 2,9 millones en el 2T2021, principalmente como resultado de mayores resultados antes del impuesto a las ganancias y el efecto de las fluctuaciones de las monedas locales sobre impuestos a las ganancias diferidos.

Resultado neto: resultado de USD 67,9 millones en el 2T2022 comparado con una pérdida de USD 2,5 millones registrada en el 2T2021.

BALANCE

Efectivo y equivalentes de efectivo: el efectivo y los equivalentes de efectivo totalizaron USD 122,5 millones al 30 de junio 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)	1S2022
Flujos de efectivo generado por las actividades operativas	212,9
Flujo de efectivo utilizado en las actividades de inversión	(57,4)
Flujo de efectivo utilizado en las actividades de financiación	(134,9)
Traducción en divisa	1,2
Aumento neto en efectivo y equivalentes de efectivo	21,8

Los flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión incluyeron USD 71,8 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 en Argentina de USD 14,4 millones.

Los flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación incluyeron USD 92,5 millones relativos a las recompras y rescates de Bonos 2024 (incluyendo costos de cancelación de préstamos y otros costos pagados),

¹³ USD 83 millones en el 1S2022 y USD 20 millones en julio y agosto del 2022.

USD 19,3 millones relativos a pagos de intereses, USD 9,5 millones relativos a la ejecución del programa de recompra de acciones de la Compañía y USD 9,7 millones relativos a pagos de dividendos.

Deuda financiera: la deuda financiera total, neta de costos de emisión, fue de USD 585,4 millones, incluyendo el remanente del Bono 2024, el Bono 2027 y otros préstamos bancarios totalizando USD 1,2 millones. Al 30 de junio de 2022, la deuda financiera a corto plazo era de USD 15,3 millones.

(En millones de USD)	30 junio 2022	31 diciembre 2021
Bonos 2024	83,2	171,9
Bonos 2027	501,0	499,9
Otros préstamos bancarios	1,2	2,3
Deuda financiera	585,4	674,1

Durante el 1S2022, la Compañía continuó reduciendo su deuda a través de recompras y rescates de sus Bonos 2024. Después del 30 de junio del 2022, la Compañía recompró un monto principal adicional de USD 20 millones de sus Bonos 2024.

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 12 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 30 de junio 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
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
2T2022	585,4	122,5	462,9	1,0x	10,8x

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

Cláusulas sobre Bonos 2024 y 2027: el Bono 2024 y 2027 prevé compromisos que estipulan, entre otras 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 12 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 30 de junio 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
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	9.500	66,0	112,6
2T2023	Zero cost collar	Brent	6.500	68,8	115,9

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 4 de los estados financieros consolidados de GeoPark para el período finalizado el 30 de junio de 2022, disponible en la página web de la Compañía.

INFORMACIÓN SELECCIONADA SEGÚN SEGMENTO DE NEGOCIO

Colombia (En millones de USD)	2T2022	2T2021
Venta de petróleo crudo	287,9	145,9
Venta de gas	0,5	0,6
Ingresos	288,4	146,4
Costos operativos y de producción ^a	(103,7)	(43,8)
EBITDA Ajustado	140,2	57,3
Gastos de capital	23,7	32,7
Chile (En millones de USD)	2T2022	2T2021
Venta de petróleo crudo	5,2	1,2
Venta de gas	3,4	4,5
Ingresos	8,6	5,6
Costos operativos y de producción ^a	(4,8)	(3,5)
EBITDA Ajustado	3,3	1,4
Gastos de capital	7,6	1,6
Brasil (En millones de USD)	2T2022	2T2021
Venta de petróleo crudo	0,3	0,2
Venta de gas	5,5	5,6
Ingresos	5,8	5,8
Costos operativos y de producción ^a	(1,2)	(1,4)
EBITDA Ajustado	3,9	3,7
Gastos de capital	0,0	0,0
Ecuador (En millones de USD)	2T2022	2T2021
Venta de petróleo crudo	3,1	-
Venta de gas	0,0	-
Ingresos	3,1	-
Costos operativos y de producción ^a	(0,9)	-
EBITDA Ajustado	1,3	(0,5)
Gastos de capital	1,2	0,1

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

ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO
(INFORMACION TRIMESTRAL SIN AUDITAR)

(En millones de USD)

	2T2022	2T2021	1S2022	1S2021
INGRESOS				
Venta de petróleo crudo:	296,4	153,9	535,4	291,2
<u>Ventas de petróleo crudo adquirido:</u>	5,4	-	5,4	-
Venta de gas	9,4	11,7	19,6	21,0
INGRESO TOTAL	311,2	165,6	560,4	312,2
Contratos de gestión de riesgo de commodities	(15,5)	(47,7)	(93,7)	(95,0)
Costos operativos y de producción:	(115,1)	(53,0)	(195,7)	(96,0)
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	(3,0)	(2,1)	(5,7)	(5,2)
Gastos administrativos (G&A)	(10,8)	(12,7)	(20,8)	(24,0)
Gastos de venta	(1,2)	(1,8)	(3,2)	(3,6)
Depreciación	(23,2)	(20,6)	(44,8)	(43,2)
Bajas por resultados no exitosos de exploración	-	(8,1)	-	(8,1)
Pérdida por deterioro en activos no financieros	-	-	-	-
Otros	0,9	(0,4)	5,4	(2,1)
GANANCIA OPERATIVA	143,4	19,2	202,0	35,1
Costos financieros, neto	(15,5)	(20,6)	(30,6)	(36,1)
Ganancia por cambio de divisas	7,1	1,8	0,5	4,5
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	135,0	0,4	171,8	3,5
Impuesto a las ganancias:	(67,1)	(2,9)	(73,0)	(16,3)
RESULTADOS (PERDIDA) PARA EL PERIODO	67,9	(2,5)	98,9	(12,8)

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

(En millones de USD)	Jun '22	Dic '21
Activo no corriente		
Propiedad, planta y equipos	645,6	614,0
Otros activos no corrientes	61,6	49,2
Total activo no corriente	707,2	663,2
Activo corriente		
Existencias	8,8	10,9
Créditos comerciales	108,1	70,5
Otros activos corrientes	20,7	50,6
Efectivo en bancos y en caja	122,5	100,6
Total activo corriente	260,1	232,6
Total activo	967,3	895,7
Patrimonio neto		
Atribuible a propietarios de GeoPark	19,6	(61,9)
Total patrimonio neto	19,6	(61,9)
Pasivo no corriente		
Préstamos	570,0	656,2
Otros pasivos no corrientes	107,2	97,8
Total pasivo no corriente	677,2	754,0
Pasivo corriente		
Préstamos	15,3	17,9
Otros pasivos corrientes	255,2	185,7
Total pasivo corriente	270,5	203,7
Total pasivo	947,7	957,7
Total pasivo y patrimonio	967,3	895,7

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

(En millones de USD)	2T2022	2T2021	1S2022	1S2021
Flujo de efectivo generado por las actividades operativas	123,2	42,5	212,9	78,9
Flujo de efectivo utilizado en las actividades de inversión	(32,4)	(33,3)	(57,4)	(53,6)
Flujo de caja utilizado en las actividades de financiación	(82,0)	(112,2)	(134,9)	(141,9)

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

1S2022 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	262,0	5,4	7,5	(3,8)	(3,7)	267,4
Depreciación	(35,9)	(7,2)	(1,5)	(0,2)	(0,0)	(44,8)
Contratos de gestión de riesgo de commodities no obtenidos	(26,5)	-	-	-	-	(26,5)
Pago basado en acciones	(0,9)	(0,1)	(0)	(0,3)	(2,0)	(3,4)
Contabilización de contratos de arrendamiento- NIIF 16	2,6	0,6	0,7	0,1	0,0	4,0
Otros	1,5	0,1	(0,1)	5,0	(1,2)	5,4
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	202,7	(1,1)	6,5	0,8	(6,9)	202,0
Costos financieros, neto						(30,6)
Cargos por cambio de divisas, neto						0,5
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						171,8

1S2021 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	121,6	3,1	6,8	2,7	(7,3)	126,9
Depreciación	(27,0)	(7,2)	(2,1)	(6,8)	(0,1)	(43,2)
Contratos de gestión de riesgo de commodities no obtenidos	(38,6)	0,0	0,0	0,0	0,0	(38,6)
Bajas por resultados no exitosos de exploración y deterioro	(3,6)	(4,4)	0,0	0,0	0,0	(8,1)
Pago basado en acciones	(0,3)	0,0	0,0	0,0	(3,3)	(3,6)
Contabilización de contratos de arrendamiento- NIIF 16	2,2	0,3	0,9	0,5	0,1	4,0
Otros	(1,3)	(0,1)	(0,2)	0,1	(0,8)	(2,2)
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	52,9	(8,3)	5,5	(3,5)	(11,4)	35,1
Costos financieros, neto						(36,1)
Cargos por cambio de divisas, neto						4,5
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						3,5

(a) Incluye Ecuador y Corporativo.

INFORMACIÓN DE TELECONFERENCIA

Fechas de reporte de los resultados del 2T2022

El equipo directivo de GeoPark tendrá una conferencia telefónica el 11 de agosto de 2022 a las 10 de la mañana (hora estándar del Este) a fin de tratar los resultados financieros del 2T2022.

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/3875109/9264F1764F6E53CCCC198B684E51209A>

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: 215141

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.
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos (Colombia)
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 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 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.