



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK REPORTA LOS RESULTADOS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2022

CRECIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN Y FLUJO DE CAJA LIBRE FINANCIA EL DESAPALANCAMIENTO Y RETORNO ACELERADO A LOS ACCIONISTAS

Bogotá, Colombia- 9 de noviembre 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 septiembre de 2022 ("Tercer Trimestre" o 3T2022"). Para analizar los resultados financieros del 3T2022, el programa de trabajo y el esquema de retorno a los accionistas de 2023 se realizará una conferencia telefónica el 10 de noviembre de 2022 a las 10:00 a.m. (hora del Este).

Todas las cifras se encuentran expresadas en dólares estadounidenses y las comparaciones de crecimiento se refieren al mismo período del año anterior, excepto cuando se especifique lo contrario. Las definiciones y terminología utilizadas aquí se incluyen en el Glosario al final del documento. El presente comunicado no contiene toda la información financiera de la Compañía y debería leerse en conjunto con los estados contables y las notas de los estados contables de GeoPark para el período finalizado el 30 de septiembre de 2022, disponibles en el sitio web de la Compañía.

DATOS MÁS SIGNIFICATIVOS DEL TERCER TRIMESTRE 2022

Aceleración del crecimiento de la producción

- Aumento de la producción consolidada de petróleo y gas en un 8% a 38.396 boepd¹
- 13 equipos operando en noviembre de 2022 (comparado con 8 equipos en noviembre de 2021)
- En camino a alcanzar las pautas del 2022 de 38.500-40.500 boepd.

Crecimiento de ingresos, EBITDA ajustado y flujo de caja impulsa ganancia neta récord

- Los ingresos aumentaron un 48% a USD 258,2 millones.
- El EBITDA ajustado aumentó un 63% a USD 141,3 millones (incluyendo USD 13,8 millones de pérdida por cobertura en efectivo obtenidas).
- La ganancia operativa aumentó un 79% a USD 145,4 millones.
- El flujo de caja a partir de las operaciones aumentó un 183% a USD 141,1 millones.
- Ganancia neta récord de USD 73,4 millones (o USD 1,24 ingresos por acción).
- Programa de gastos de capital del 2022 de USD 200-220 millones, genera caja libre de USD 250-280 millones² considerando un precio Brent de USD 90-100 por bbl³, equivalente a un rendimiento de flujo de caja libre del 33-37%⁴
- Gastos de capital por USD 43,4 millones.
- Cada dólar invertido en gastos de capital tuvo un rendimiento de USD 3,2 veces en el EBITDA ajustado.

Retribución de mayor valor a los accionistas

- Dividendo trimestral de USD 0,127 por acción, o USD 7,5 millones, a ser pagado el 7 de diciembre de 2022.

¹ Los porcentajes se calculan ajustados a las desinversiones en Argentina en el 3T2021.

² El flujo de caja libre se utiliza aquí como EBITDA ajustado menos gastos de capital, pagos de intereses obligatorios e impuestos en efectivo.

³ El precio de petróleo Brent considerado corresponde de octubre a diciembre del 2022.

⁴ Calculado utilizando la capitalización promedio de mercado desde el 1 de julio al 31 de octubre de 2022.

- Equivalente a un dividendo anualizado de aproximadamente USD 30 millones (o USD 0,508 por acción), un rendimiento de dividendo del 4%⁵
- Programa de recompra de acciones completado tras haber adquirido 2,2 millones de acciones (o 3% del total de acciones en circulación) por USD 29,3 millones desde noviembre de 2021.
- Renovación del programa discrecional de recompra de acciones de hasta el 10% de acciones en circulación, hasta diciembre de 2023.

Desapalancamiento y fortalecimiento del balance

- Rescate total del remanente de USD 67,1 millones de capital de los Bonos 2024 en septiembre de 2022.
- Reducción de la deuda bruta en USD 170 millones desde el 1 de enero de 2022, o USD 275 millones desde abril de 2021.
- Apalancamiento neto de 0,8 veces
- Efectivo disponible USD 93,0 millones.

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

- Guía de producción del 2023 de 39.500-41.500 boepd (no considerando la producción del programa de perforación exploratoria).
- Programa autofinanciado de gastos de capital 2023 de USD 200-220 millones para la perforación de 50-55 pozos brutos.
- A un precio Brent de USD 80-90 por bbl, GeoPark espera generar un EBITDA ajustado de USD 510-580 millones y apunta a un retorno aproximado del 40-50% de flujo de caja libre después de impuestos⁶ a los accionistas.

Hechos recientes y catalizadores futuros

- Pozo de desarrollo Índico 6: se completó en octubre de 2022 y está produciendo actualmente 4.100 bopd (en un estrangulador de 32/64 pulgadas), de 35 grados API con un corte de agua del 0,1%.
- Perforación de 15-18 pozos brutos en el 4T2022, 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 3-4 pozos en nuevos bloques en la cuenca Llanos, 1 pozo en la cuenca Putumayo y 1 pozo en la cuenca Oriente en Ecuador.

Andrés Ocampo, CEO de GeoPark, expresó: "Los resultados financieros del tercer trimestre reflejan el arduo trabajo del activo más importante de GeoPark, nuestra gente. Una vez más, en el 2022, ese arduo trabajo dio como resultados un programa de perforación activo que arrojó resultados financieros récord en todos los niveles. Hemos completado nuestro proceso de alocaión de capital de 2023 y anticipamos otro activo año, perforando entre 50-55 pozos a lo largo de nuestro portafolio. Esto se traducirá en un significativo flujo de caja libre en el 2023 que servirá para auto financiar nuestro programa de exploración y desarrollo de alto impacto e incrementar los retornos a los accionistas mientras se mantiene un balance sólido, se reducen las emisiones y se fortalecen los lazos con nuestros vecinos."

⁵ Anualizado y calculado utilizando la capitalización de mercado de GeoPark desde el 1 de julio al 31 de octubre de 2022.

⁶ El flujo de caja libre se utiliza aquí como EBITDA ajustado menos los gastos de capital y pagos de intereses obligatorios, luego de impuestos pagados en efectivo a ser pagados entre el 2023 e inicios del 2024. Los impuestos en efectivo de 2023 incluyen los estimados preliminares de GeoPark del impacto total de la nueva reforma tributaria en Colombia, independientemente del momento de su impacto sobre el efectivo, previsto en 2023 o inicios del 2024. No es posible para la Compañía presentar una reconciliación cuantitativa del EBITDA ajustado 2023, que es una medida prospectiva fuera de las PCGA, ya que no puede predecir de manera confiable algunos de los componentes necesarios, tales como bajas por esfuerzos no exitosos de exploración ó pérdidas por deterioro en activos no financieros, etc. Dado que el flujo de caja se calcula basado en el EBITDA ajustado, por razones similares, la Compañía no proporciona una reconciliación cuantitativa del pronóstico del flujo de caja libre de 2023.

DESEMPEÑO OPERATIVO CONSOLIDADO

Indicadores clave de desempeño:

Indicadores Clave	3T2022	2T2022	3T2021	9M2022	9M2021
Producción de petróleo ^a (bopd)	34.875	35.238	32.844	34.886	32.228
Producción de gas (mcfpd)	21.126	22.212	30.090	22.799	31.587
Producción neta promedio (boepd)	38.396	38.940	37.859	38.686	37.492
Precio de petróleo Brent (USD por bbl)	98,2	111,5	73,2	101,9	67,7
Precio obtenido combinado (USD por boe)	77,5	90,0	53,9	81,2	49,7
- Petróleo (USD por bbl)	85,9	98,7	60,3	89,7	55,7
- Gas (USD por mcf)	4,5	5,1	4,2	4,8	4,0
Venta de petróleo crudo (en millones de USD)	248,7	296,4	163,5	784,1	454,6
Venta de petróleo crudo adquirido (en millones de USD)	1,0	5,4	-	6,3	-
Venta de gas (en millones de USD)	8,6	9,4	10,5	28,2	31,5
Ingresos (en millones de USD)	258,2	311,2	174,0	818,6	486,2
Contratos de gestión de riesgo de commodities ^b (en millones de USD)	23,0	(15,5)	(11,7)	(70,7)	(106,7)
Costos operativos y de producción ^c (en millones de USD)	(87,1)	(115,1)	(49,2)	(282,8)	(145,2)
G&G, G&A ^d (en millones de USD)	(16,7)	(13,8)	(13,9)	(43,2)	(43,0)
Gastos de venta (en millones de USD)	(2,0)	(1,2)	(1,8)	(5,2)	(5,3)
EBITDA ajustado (en millones de USD)	141,3	144,8	86,8	408,7	213,7
EBITDA ajustado (USD por boe)	42,4	41,9	26,9	40,6	21,9
Netback operativo (USD por boe)	46,4	45,4	30,8	44,3	25,9
Resultado neto (pérdida) (en millones de USD)	73,4	67,9	37,0	172,2	24,2
Gastos de capital (en millones de USD)	43,4	32,4	30,6	115,2	85,4
Efectivo y equivalentes de efectivo (en millones de USD)	93,0	122,5	76,8	93,0	76,8
Deuda financiera a corto plazo (en millones de USD)	6,8	15,3	18,1	6,8	18,1
Deuda financiera a largo plazo (en millones de USD)	484,3	570,0	656,8	484,3	656,8
Deuda neta (en millones de USD)	398,1	462,9	598,1	398,1	598,1

a) Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 911, 1.273 y 1.213 bopd del 3T2022, 2T2022 y 3T2021, 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 y derechos económicos pagados 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 3,9 millones, USD 2,0 millones y USD 1,7 millones en el 3T2022, 2T2022 y 3T2021, respectivamente. Estos gastos se excluyen del cálculo del EBITDA ajustado.

RECIENTES BLOQUEOS EN LA CUENCA LLANOS EN COLOMBIA

A mediados de octubre de 2022, bloqueos localizados en la cuenca Llanos afectaron parcialmente la producción y las operaciones en el bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%), que se espera reduzcan la producción neta por aproximadamente 230 bopd en el 4T2022. A la fecha de este comunicado, los bloqueos han sido levantados y las operaciones y producción se han normalizado.

Producción: la producción de petróleo y gas en el 3T2022 fue de 38.396 boepd. Ajustada a las desinversiones en Argentina (completadas el 31 de enero de 2022), la producción consolidada de petróleo y gas aumentó un 8% comparada con el 3T2021, debido a una mayor producción en Colombia, Chile y Ecuador, parcialmente compensada por una menor producción en Brasil. El petróleo representó el 91% y 87% de la producción total reportada en el 3T2022 y 3T2021, respectivamente.

Comparada con el 2T2022, la producción de petróleo y gas fue un 1% más baja, debido principalmente a los bloqueos locales temporarios en Colombia que redujeron la producción del 3T2022 por aproximadamente 1.100-1.200 boepd, y en menor medida, a una menor producción de gas en Brasil.

Para más detalles, remitirse a los Resultados Operacionales del 3T2022 publicados el 20 de octubre de 2022.

Precios obtenidos y de referencia del petróleo: los precios del crudo Brent promediaron los USD 98,2 por bbl durante el 3T2022 y el precio de venta consolidado obtenido del petróleo promedió los USD 85,9 por bbl en el 3T2022.

La tabla a continuación presenta un desglose de los precios netos obtenidos y de referencia de petróleo en los países relevantes en el 3T2022 y 3T2021:

3T2022- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina⁷	Ecuador
Precio de petróleo Brent (*)	98,2	98,2	-	98,2
Diferencial del marcador local	(3,8)	-	-	-
Descuentos comerciales, de transporte y otros	(8,7)	(4,8)	-	(5,2)
Precio obtenido de petróleo	85,7	93,4	-	93,0
Peso en mix de ventas de petróleo	98%	1%	-	1%

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

(*) 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 48% a USD 258,2 millones en el 3T2022 comparado con USD 174,0 millones en el 3T2021, reflejando precios de petróleo y gas más altos y mayores ventas.

Ventas de petróleo crudo: los ingresos consolidados por petróleo aumentaron un 52% a USD 248,7 millones en el 3T2022, impulsados por un aumento del 42% en los precios obtenidos de petróleo y un 6% de aumento en las ventas de éste. Los ingresos por petróleo representaron el 96% de los ingresos totales en el 3T2022 y 94% en el 3T2021.

⁷ La desinversión de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet se completó el 31 de enero de 2022.

(En millones de USD)	3T2022	3T2021
Colombia	243,6	156,1
Chile	3,0	1,5
Argentina	-	5,7
Brasil	0,2	0,2
Ecuador	1,9	-
Ingresos por petróleo	248,7	163,5

- Colombia: en el 3T2022, los ingresos por petróleo aumentaron un 56% a USD 243,6 millones reflejando mayores precios obtenidos de petróleo y mayores ventas de éste. Los precios obtenidos aumentaron un 42% a USD 85,7 por bbl debido a mayores precios de petróleo Brent mientras que las ventas de petróleo aumentaron un 10% a 32.071 bopd. Los pagos earn-out aumentaron a USD 9,3 millones en el 3T2022, comparado con USD 6,0 millones en el 3T2021, en línea con mayores precios de petróleo.
- Chile: en el 3T2022, los ingresos por petróleo aumentaron un 96% a USD 3,0 millones reflejando mayores precios obtenidos de petróleo y mayores ventas de éste. Los precios obtenidos aumentaron un 46% a USD 93,4 por bbl debido a mayores precios de petróleo Brent mientras que las ventas de petróleo aumentaron un 34% a 345 bopd.
- Ecuador: el ingreso por petróleo en el 3T2022 totalizó USD 1,9 millones, reflejando un precio obtenido de petróleo de USD 93,0 con ventas de 227 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 3T2022 totalizaron USD 1,0 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 18% a USD 8,6 millones en el 3T2022 comparado con USD 10,5 millones en el 3T2021, reflejando una reducción en las ventas de gas del 24% parcialmente contrarrestado por un aumento del 9% en los precios de gas. Los ingresos por gas representaron el 3% y 6% de los ingresos totales en el 3T2022 y 3T2021, respectivamente.

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

- Chile: en el 3T2022, los ingresos por gas aumentaron un 3% a USD 4,2 millones reflejando mayores precios de gas, parcialmente contrarrestado por menores ventas de gas. Los precios del gas aumentaron un 5%, a USD 3,9 por mcf (USD 23,1 por boe) en el 3T2022. Las ventas de gas cayeron un 2% a 11.753 mcfpd (1.959 boepd).
- Brasil: en el 3T2022, los ingresos por gas disminuyeron un 7% a USD 4,3 millones debido a menores ventas de gas, parcialmente contrarrestado por mayores precios de gas. Las ventas de gas disminuyeron un 11% del yacimiento de gas Manatí a 8.630 mcfpd (1.438 boepd). Los precios de gas aumentaron un 5% a USD 5,4 por mcf (USD 32,5 por boe) en el 3T2022.

Contratos de gestión de riesgo de commodities: los contratos consolidados de gestión de riesgos de commodities tuvieron una ganancia de USD 23,0 millones en el 3T2022 comparado con una pérdida de USD 11,7 millones en el 3T2021.

La siguiente tabla muestra un desglose de los contratos de gestión de riesgos de commodities obtenidos y no obtenidos en el 3T2022 y 3T2021:

(En millones de USD)	3T2022	3T2021
Pérdida obtenida	(13,8)	(22,4)
Pérdida no obtenida	36,8	10,6
Contratos de gestión de riesgo de commodities	23,0	(11,7)

La parte obtenida registró una pérdida de USD 13,8 millones en el 3T2022 comparado con una pérdida de USD 22,4 millones en el 3T2021. Las pérdidas obtenidas en el 3T2022 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 36,8 millones en el 3T2022 comparado con una ganancia de USD 10,6 millones en el 3T2021. Las ganancias no obtenidas en el 3T2022 fueron el resultado, principalmente, de reclasificaciones a pérdidas obtenidas, combinado con movimientos en la curva del precio Brent al 30 de septiembre de 2022 comparado con el 30 de junio 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 producción⁸: los costos operativos y de producción consolidados aumentaron a USD 87,1 millones de USD 49,2 millones, principalmente como resultado de un incremento de USD 31,6 millones en regalías y derechos económicos, debido a mayores precios de petróleo y gas.

La siguiente tabla muestra un desglose de los costos operativos y de producción en el 3T2022 y 3T2021:

(En millones de USD)	3T2022	3T2021
Regalías	(15,5)	(10,9)
Derechos económicos	(47,0)	(20,0)
Costos operativos	(23,6)	(18,2)
Petróleo crudo adquirido	(0,7)	-
Pago basado en acciones	(0,3)	(0,1)
Costos operativos y de producción:	(87,1)	(49,2)

Las regalías consolidadas ascendieron a USD 15,5 millones en el 3T2022, comparado con USD 10,9 millones en el 3T2021, en línea con mayores precios de petróleo.

Los derechos económicos consolidados (incluyendo participación de alto precio, factor x y otros derechos económicos pagados al Gobierno) ascendieron a USD 47,0 millones en el 3T2022 comparado con USD 20,0 millones en el 3T2021, en línea con mayores precios de petróleo.

Los costos operativos consolidados aumentaron a USD 23,6 millones en el 3T2022 comparado con USD 18,2 millones en el 3T2021, principalmente como resultado de mayores ventas y mayores costos operativos por boe en Colombia, Chile y Brasil y la incorporación de costos operativos provenientes de Ecuador, parcialmente contrarrestado por la desinversión de los bloques Aguada Baguales, Puesto Touquet y El Porvenir en Argentina (completada en enero de 2022).

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

- Colombia: los costos operativos totales aumentaron a USD 19,4 millones en el 3T2022 a partir de USD 11,9 millones en el 3T2021 debido principalmente a mayores costos operativos por boe como resultado del incremento en los niveles de la actividad y mayores ventas (las ventas en Colombia aumentaron un 9%). Sin embargo, comparado con el 2T2022, los costos operativos totales disminuyeron un 9%.

⁸ Los costos operativos por boe representan las cifras utilizadas en el cálculo de EBITDA ajustado con ciertos ajustes en las cifras reportadas.

- Chile: los costos operativos totales aumentaron a USD 2,6 millones en el 3T2022 de USD 2,2 millones en el 3T2021 en línea con mayores costos operativos por boe y mayores ventas de petróleo y gas (las ventas en Chile aumentaron un 2%).
- Brasil: los costos operativos totales permanecieron estables a USD 0,8 millones en el 3T2022 comparado con USD 0,8 millones en el 3T2021, debido a menores ventas de gas en el yacimiento Manatí (las ventas en Brasil disminuyeron un 11%), contrarrestado por mayores costos operativos por boe.
- Ecuador: los costos operativos totales fueron de USD 0,6 millones en el 3T2022.
- Argentina: la desinversión de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet se completó en enero del 2022. El período comparado, 3T2021, incluye USD 3,3 millones en costos operativos.

Los gastos consolidados del petróleo crudo adquirido ascendieron a USD 0,7 millones en el 3T2022, 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 aumentaron a USD 2,0 millones en el 3T2022 comparado con USD 1,8 millones en el 3T2021.

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

Gastos administrativos: los gastos G&A consolidados aumentaron a USD 14,3 millones en el 3T2022 comparado con USD 11,8 millones en el 3T2021.

EBITDA ajustado: el EBITDA ajustado consolidado⁹ aumentó un 63% a USD 141,3 millones, o USD 42,4 por boe, en el 3T2022 comparado con USD 86,8 millones, o USD 26,9 por boe, en el 3T2021.

(En millones de USD)	3T2022	3T2021
Colombia	139,1	83,1
Chile	3,6	2,7
Brasil	2,5	2,9
Argentina	(1,6)	2,2
Ecuador	0,7	(0,4)
Corporativo	(3,0)	(3,7)
EBITDA ajustado	141,3	86,8

La siguiente tabla muestra la producción, volúmenes vendidos y el desglose de los componentes más significativos del EBITDA ajustado para el 3T2022 y el 3T2021, sobre una base por boe:

EBITDA ajustado/boe	Colombia		Chile		Brasil		Ecuador		Total ^d	
	3T22	3T21	3T22	3T21	3T22	3T21	3T22	3T21	3T22	3T21
Producción (boepd)	33.338	31.565	2.425	2.354	1.439	1.791	1.194	-	38.396	37.859
Existencias, RIK ^a & Otros	(1.212)	(2.102)	(121)	(91)	19	(147)	(967)	-	(2.175)	(2.746)
Volumen de ventas (boepd)	32.126	29.463	2.304	2.263	1.458	1.644	227	-	36.221	35.113
% Petróleo	99,8%	99,3%	15%	11%	1%	1%	100%	-	90%	87%
(USD por boe)										
Precio obtenido de petróleo	85,7	60,3	93,4	64,0	100,1	71,2	93,0	-	85,9	60,3
Precio obtenido de gas ^c	27,1	27,0	23,1	22,0	32,5	31,1	-	-	27,1	25,0
Earn-out	(3,2)	(2,2)	-	-	-	-	-	-	(2,8)	(1,9)
Precio combinado	82,5	57,8	33,7	26,8	33,4	31,6	93,0	-	77,5	53,8

⁹ Ver "Conciliación del EBITDA ajustado a ganancia antes del impuesto a las ganancias" en este comunicado de prensa.

Contratos de gestión de riesgo de commodities obtenidos	(4,7)	(8,2)	-	-	-	-	-	-	(4,2)	(6,9)
Costos operativos ^e	(6,7)	(5,3)	(12,4)	(10,6)	(8,7)	(7,6)	(30,7)	-	(7,3)	(6,5)
Regalías y derechos económicos	(21,0)	(10,5)	(1,3)	(0,9)	(2,6)	(2,7)	0,0	-	(18,8)	(9,3)
Petróleo crudo adquirido ^b	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,3)	-
Gastos de venta y otros	(0,5)	(0,1)	(0,4)	(0,4)	(0,0)	(0,0)	(19,6)	-	(0,6)	(0,2)
Netback operativo/boe	49,6	33,6	19,6	14,8	22,1	21,4	42,7	-	46,4	30,8
G&A, G&G & otros									(4,0)	(4,0)
EBITDA ajustado/boe									42,4	26,9

a) RIK (Regalías en especie). Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 911 bopd y 1.213 bopd del 3T2022 y 3T2021, 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 disminuyeron un 9% a USD 21,4 millones en el 3T2022, comparado con USD 23,6 millones en el 3T2021, principalmente como resultado de la desinversión de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet blocks en Argentina, con mayores costos de depreciación por boe.

Bajas por resultados no exitosos de exploración: la baja consolidada por resultados no exitosos de exploración fue de USD 5,9 millones en el 3T2022, comparado con USD 4,2 millones en el 3T2021. Los montos registrados en el 3T2022 corresponden a los costos de exploración incurridos en los años anteriores en los bloques Tacacho y Terecay (Cuenca Putumayo en Colombia) y un pozo exploratorio perforado en el bloque CPO-5 (Cuenca Llanos en Colombia).

Otros ingresos (gastos): otros gastos operativos mostraron una pérdida de USD 2,6 millones en el 3T2022, comparado con una pérdida de USD 1,6 millones en el 3T2021.

RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y GANANCIAS DEL PERÍODO

Gastos financieros: los gastos financieros netos permanecieron estables en USD 13,3 millones en el 3T2022 y 3T2021, principalmente como resultado de costos de cancelación de préstamo de USD 2,1 millones registrados en el 3T2022 asociados con reducciones en la deuda bruta durante el trimestre, contrarrestado por menores costos de interés como resultado de un proceso de desapalancamiento sostenido que comenzó en abril de 2021 y continuó en 2022.

Cambio de divisas: las ganancias netas por cambio de divisas fueron de USD 11,5 millones en el 3T2022 comparado con USD 1,0 millones en el 3T2021. Las ganancias registradas en el 3T2022 fueron el resultado, principalmente, de la devaluación del peso colombiano y su efecto en el pasivo en moneda local.

Impuesto a las ganancias: los impuestos a las ganancias totalizaron USD 70,2 millones en el 3T2022, en comparación con USD 31,9 millones en el 3T2021, principalmente como resultado de mayores resultados antes del impuesto a las ganancias y el efecto de las fluctuaciones del peso colombiano sobre impuestos a las ganancias diferidos.

Resultado neto: los resultados aumentaron un 98% a USD 73,4 millones de ganancia en el 3T2022, comparado con una ganancia de USD 37,0 millones en el 3T2021.

BALANCE

Efectivo y equivalentes de efectivo: el efectivo y los equivalentes de efectivo totalizaron USD 93,0 millones al 30 de septiembre de 2022 comparado con USD 100,6 millones al 31 de diciembre de 2021.

Esta disminución neta se ve explicada por lo siguiente:

(En millones de USD)	9M2022
Flujos de caja generado por las actividades operativas	354,1
Flujo de caja utilizado en las actividades de inversión	(100,1)
Flujo de caja utilizado en las actividades de financiación	(262,4)
Traducción en divisa	0,8
Disminución neta en efectivo y equivalentes de efectivo	(7,6)

Los flujos de caja utilizados en actividades de inversión incluyeron USD 115,2 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 que ascendieron a USD 15,1 millones.

Los flujos de caja utilizados en actividades de financiación incluyeron USD 180,4 millones relativos a las recompras y rescates de Bonos 2024 (incluyendo costos de cancelación de préstamos y otros costos pagados), USD 36,5 millones relativos a pagos de intereses, USD 23,1 millones relativos a la ejecución del programa de recompra de acciones de la Compañía y USD 17,0 millones relativos a pagos de dividendos.

Deuda financiera: la deuda financiera total, neta de costos de emisión, fue de USD 491,1 millones, incluyendo el Bono 2027 y otros préstamos bancarios por USD 1,2 millones. Al 30 de septiembre de 2022, la deuda financiera a corto plazo era de USD 6,8 millones.

(En millones de USD)	30 septiembre 2022	31 diciembre 2021
Bonos 2024	-	171,9
Bonos 2027	489,9	499,9
Otros préstamos bancarios	1,2	2,3
Deuda financiera	491,1	674,1

Durante 9M2022, la Compañía redujo significativamente su deuda bruta a través de recompras y del rescate de sus Bonos 2024.

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 12 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 30 de septiembre 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
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
3T2022	491,1	93,0	398,1	0,8x	12,7x

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

Cláusulas sobre Bono 2027: el Bono 2027 prevé compromisos que estipulan, entre otras disposiciones, que la deuda neta al índice de EBITDA ajustado no debería ser 3,25 veces mayor y el EBITDA ajustado al índice de interés debería ser 2,5 veces mayor.

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 12 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 30 de septiembre 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
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	8.500	69,1	113,1
3T2023	Zero cost collar	Brent	2.000	70,0	101,1

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

INFORMACIÓN SELECCIONADA SEGÚN SEGMENTO DE NEGOCIO

Colombia (En millones de USD)	3T2022	3T2021
Venta de petróleo crudo	243,6	156,1
Venta de gas	0,1	0,5
Ingresos	243,7	156,7
Costos operativos y de producción ^a	(81,6)	(41,2)
EBITDA ajustado	139,1	83,1
Gastos de capital	36,7	30,4
Chile (En millones de USD)	3T2022	3T2021
Venta de petróleo crudo	3,0	1,5
Venta de gas	4,2	4,1
Ingresos	7,1	5,6
Costos operativos y de producción ^a	(2,9)	(2,4)
EBITDA ajustado	3,6	2,7
Gastos de capital	0,2	0,1
Brasil (En millones de USD)	3T2022	3T2021
Venta de petróleo crudo	0,2	0,2
Venta de gas	4,3	4,6
Ingresos	4,5	4,8
Costos operativos y de producción ^a	(1,2)	(1,2)
EBITDA ajustado	2,5	2,9
Gastos de capital	0,0	0,0
Ecuador (En millones de USD)	3T2022	3T2021
Venta de petróleo crudo	1,9	-
Venta de gas	0,0	-
Ingresos	1,9	-
Costos operativos y de producción ^a	(0,6)	-
EBITDA ajustado	0,7	(0,4)
Gastos de capital	6,4	0,2

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

ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO
(INFORMACIÓN TRIMESTRAL SIN AUDITAR)

(En millones de USD)

	3T2022	3T2021	9M2022	9M2021
INGRESOS				
Venta de petróleo crudo:	248,7	163,5	784,1	454,6
<u>Ventas de petróleo crudo adquirido:</u>	1,0	-	6,3	-
Venta de gas	8,6	10,5	28,2	31,5
INGRESO TOTAL	258,2	174,0	818,6	486,2
Contratos de gestión de riesgo de commodities	23,0	(11,7)	(70,7)	(106,7)
Costos operativos y de producción:	(87,1)	(49,2)	(282,8)	(145,2)
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	(2,3)	(2,1)	(8,0)	(7,2)
Gastos administrativos (G&A)	(14,3)	(11,8)	(35,1)	(35,8)
Gastos de venta	(2,0)	(1,8)	(5,2)	(5,3)
Depreciación	(21,4)	(23,6)	(66,2)	(66,8)
Bajas por resultados no exitosos de exploración	(5,9)	(4,2)	(5,9)	(12,3)
Pérdida por deterioro en activos no financieros	-	13,3	-	13,3
Otros	(2,6)	(1,6)	2,7	(3,7)
GANANCIA OPERATIVA	145,4	81,3	347,4	116,4
Costos financieros, neto	(13,3)	(13,3)	(44,0)	(49,4)
Ganancia por cambio de divisas	11,5	1,0	12,0	5,4
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	143,6	68,9	315,4	72,4
Impuesto a las ganancias:	(70,2)	(31,9)	(143,1)	(48,2)
RESULTADOS PARA EL PERIODO	73,4	37,0	172,2	24,2

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

(En millones de USD)	Sep '22	Dic '21
Activo no corriente		
Propiedad, planta y equipos	658,6	614,0
Otros activos no corrientes	55,6	49,2
Total activo no corriente	714,2	663,2
Activo corriente		
Existencias	12,5	10,9
Créditos comerciales	59,0	70,5
Otros activos corrientes	24,0	50,6
Efectivo en bancos y en caja	93,0	100,6
Total activo corriente	188,5	232,6
Total activo	902,7	895,7
Total patrimonio neto	82,5	(61,9)
Pasivo no corriente		
Préstamos	484,3	656,2
Otros pasivos no corrientes	131,1	97,8
Total pasivo no corriente	615,4	754,0
Pasivo corriente		
Préstamos	6,8	17,9
Otros pasivos corrientes	197,9	185,7
Total pasivo corriente	204,8	203,7
Total pasivo	820,1	957,7
Total pasivo y patrimonio	902,7	895,7

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

(En millones de USD)	3T2022	3T2021	9M2022	9M2021
Flujo de caja generado por las actividades operativas	141,1	49,9	354,1	128,8
Flujo de caja utilizado en las actividades de inversión	(42,6)	(30,7)	(100,1)	(84,3)
Flujo de caja utilizado en las actividades de financiación	(127,5)	(27,1)	(262,4)	(169,0)

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

9M2022 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros^(a)	Total
EBITDA ajustado	401,1	9,1	10,0	(5,4)	(6,0)	408,7
Depreciación	(52,8)	(10,9)	(2,2)	(0,2)	(0,0)	(66,2)
Contratos de gestión de riesgo de commodities no obtenidos	10,3	-	-	-	-	10,3
Bajas por resultados no exitosos de exploración	(5,9)	-	-	-	-	(5,9)
Pago basado en acciones	(1,2)	(0,2)	(0,0)	(0,2)	(5,9)	(7,6)
Contabilización de contratos de arrendamiento- NIIF 16	3,4	0,8	1,1	0,1	0,0	5,4
Otros	1,6	0,5	0,4	5,1	(4,9)	2,7
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	356,4	(0,7)	9,2	(0,7)	(16,8)	347,4

Costos financieros, neto						(44,0)
Cargos por cambio de divisas, neto						12,0

RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						315,4
--	--	--	--	--	--	--------------

9M2021 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros^(a)	Total
EBITDA ajustado	204,7	5,8	9,7	4,9	(11,4)	213,7
Depreciación	(44,1)	(10,7)	(3,1)	(8,8)	(0,2)	(66,8)
Contratos de gestión de riesgo de commodities no obtenidos	(28,0)	0,0	0,0	0,0	0,0	(28,0)
Bajas por resultados no exitosos de exploración y deterioro	(7,8)	(4,4)	0,0	13,3	0,0	1,0
Pago basado en acciones	(0,6)	(0,1)	0,0	(0,1)	(4,9)	(5,7)
Contabilización de contratos de arrendamiento- NIIF 16	3,1	0,5	1,2	0,6	0,2	5,6
Otros	(0,8)	(0,1)	(0,2)	(1,6)	(0,8)	(3,4)
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	126,5	(9,0)	7,7	8,2	(17,1)	116,4

Costos financieros, neto						(49,4)
Cargos por cambio de divisas, neto						5,4

RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						72,4
--	--	--	--	--	--	-------------

(a) Incluye Ecuador y Corporativo.

No es posible para la Compañía presentar una reconciliación cuantitativa del EBITDA ajustado 2023, que es una medida prospectiva fuera de las PCGA, ya que no puede predecir de manera confiable algunos de sus componentes. Ya que el flujo de caja se calcula basado en el EBITDA ajustado, por razones similares, la Compañía no proporciona una reconciliación cuantitativa del pronóstico del flujo de caja libre de 2023.

INFORMACIÓN DE TELECONFERENCIA

Fecha de informe, conferencia telefónica y transmisión por internet (webcast) de los resultados financieros del 3T2022, y programa de trabajo y esquema de retorno a los accionistas de 2023

Junto con el comunicado de prensa de los resultados del 3T2022, la Gerencia de GeoPark tendrá una conferencia telefónica el 10 de noviembre de 2022 a las 10:00 a.m. (hora estándar del este) a fin de presentar los resultados financieros del 3T2022 y el programa de trabajo y esquema de retorno a los accionistas de 2023.

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

<https://events.q4inc.com/attendee/960192027>

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: 648171

Se debe considerar un tiempo extra previo a la llamada para visitar la página Web y descargar cualquier software de streaming media que se pueda requerir escuchar en el webcast.

Después de concluir la llamada en vivo, se subirá un archivo de la reproducción del webcast en la sección Invierta con nosotros de la página Web de la Compañía www.geo-park.com

Para mayor información, comunicarse con:

INVERSORES:

Stacy Steimel
Shareholder Value Director
T: +562 2242 9600

ssteimel@geo-park.com

Miguel Bello
Market Access Director
T: +562 2242 9600

mbello@geo-park.com

Diego Gully
Investor Relations Director
T: +55 21 99636 9658

dgully@geo-park.com

MEDIOS:

Departamento de Comunicaciones

communications@geo-park.com

GLOSARIO

Bonos 2024	Bonos Senior al 6,500% con vencimiento 2024
Bonos 2027	Bonos Senior al 5,500% con vencimiento 2027
EBITDA ajustado	El EBITDA ajustado se define como las ganancias para el ejercicio antes del costo financiero neto, impuesto a las ganancias, depreciación, amortización (el efecto de la NIIF 16) ciertos rubros no monetarios, como las desvalorizaciones y bajas de activos por esfuerzos no exitosos, devengo de pagos basados en acciones, resultados no obtenidos en contratos de gestión de riesgo de commodities y otros eventos no recurrentes.
EBITDA ajustado por boe	EBITDA ajustado dividido por el total de las ventas de boe.
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos (Colombia)
Netback operativo por boe	Ingresos, menos costos operativos y de producción (neto de cargos por depreciación y 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
NPV10	Valor presente de ingresos futuros estimados de petróleo y gas, neto de gastos directos estimados, descontado en una tasa anual del 10%.
Sqkm	Kilómetros cuadrados

AVISO

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

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

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

DECLARACIONES PREVENTIVAS RELACIONADAS CON INFORMACIÓN PROSPECTIVA

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

Las declaraciones prospectivas que aparecen en varios lugares de este comunicado de prensa incluyen, pero no se limitan a, declaraciones con respecto a la intención, creencia o expectativas actuales, con respecto a distintos asuntos, incluyendo las metas de reducción de emisiones, la producción esperada o futura, crecimiento de la producción y rendimiento operativo y financiero, incluyendo EBITDA ajustado, flujo de caja y retorno a los accionistas esperados, pronóstico de dividendos y de recompras, momento, método y cantidad de recompra de acciones, netback operativo, oportunidades futuras, nuestro proceso de desapalancamiento, nuestro dividendo u otras distribuciones, rendimiento del retorno del capital y nuestro 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 caja libre y el netback operativo por boe son de utilidad porque permite a la compañía evaluar más efectivamente su desempeño operativo y comparar los resultados de sus operaciones de período a período sin tener en cuenta sus métodos de financiamiento o estructura de capital. El cálculo del EBITDA ajustado, el flujo de caja libre y el netback operativo por boe de la Compañía puede no ser comparable a otras medidas similares de otras compañías.

EBITDA ajustado: la Compañía define el EBITDA ajustado como las ganancias para el ejercicio antes del costo financiero neto, impuesto a las ganancias, depreciación, amortización, ciertos rubros no monetarios, como las desvalorizaciones y bajas de activos por esfuerzos no exitosos, devengo de pagos basados en acciones, resultados no obtenidos en contratos de gestión de riesgo de commodities y otros eventos no recurrentes. El EBITDA ajustado no es una medida del beneficio ni del flujo de caja según lo determinado por las NIIF. La Compañía excluye los ítems enumerados arriba de los beneficios del período para llegar al EBITDA ajustado porque estos montos pueden variar sustancialmente de una compañía a otra dentro de nuestra industria dependiendo de los métodos contables y valores contables de los activos, estructuras de capital y el método por el cual los activos fueron adquiridos. El EBITDA ajustado no debe considerarse como una alternativa o más significativo que el beneficio para el período o los flujos de caja de las actividades operativas según lo determinado de acuerdo con las NIIF o como un indicador de nuestro desempeño operativo o liquidez. Ciertos elementos excluidos del EBITDA ajustado son componentes significativos para comprender y evaluar el desempeño financiero de una empresa, como el costo de capital y la estructura tributaria de una empresa y las cancelaciones significativas y/o recurrentes, así como los costos históricos de los activos depreciables, ninguno de los cuales son componentes del EBITDA ajustado. Para una conciliación del EBITDA ajustado con la medida financiera de las NIIF del resultado del ejercicio o período correspondiente, ver los cuadros financieros adjuntos.

Netback operativo por boe: el netback operativo por boe no debe considerarse como una alternativa o más significativo que el beneficio para el período o el flujo de caja de las actividades operativas según lo determinado de acuerdo con las NIIF o como un indicador del desempeño operativo o liquidez de la Compañía. Ciertos elementos excluidos del netback operativo por boe son componentes significativos para comprender y evaluar el desempeño financiero de una empresa, como el costo de capital y la estructura tributaria de una empresa y las cancelaciones significativas y/o recurrentes, así como los costos históricos de los activos depreciables, ninguno de los cuales son componentes del netback operativo por boe. El cálculo del netback operativo por boe de la Compañía puede no ser comparable a otras medidas similares de otras compañías. Para una reconciliación del netback operativo por boe con respecto a la medida financiera NIIF de ganancia del año o período correspondiente, remitirse a las tablas financieras adjuntas.

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