



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK REPORTA LOS RESULTADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2023

NUEVO DESCUBRIMIENTO DE EXPLORACIÓN EN LA CUENCA LLANOS CRECIMIENTO DE LA ACTIVIDAD EN LA SEGUNDA MITAD DE 2023 RETORNOS ACCELERADOS A LOS ACCIONISTAS

Bogotá, Colombia- 9 de agosto de 2023 - GeoPark Limited ("GeoPark" o la "Compañía") (NYSE: GPRK), la compañía latinoamericana independiente líder en exploración, operación y consolidación de petróleo y gas informa sus resultados financieros consolidados correspondientes al trimestre finalizado el 30 de junio de 2023 ("Segundo Trimestre" o 2T2023"). Para analizar los resultados financieros del 2T2023 se realizará una conferencia telefónica el 10 de agosto de 2023 a las 10:00 de la mañana (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 junio de 2023, disponibles en el sitio web de la Compañía.

DATOS MÁS SIGNIFICATIVOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE 2023

Operaciones y producción de petróleo y gas

- Producción consolidada promedio de petróleo y gas de 36.581 boepd, por debajo de su potencial de producción de aproximadamente 39.500-40.500 boepd, tal como fue anunciado¹ debido, sobre todo, a la producción temporalmente cerrada en el bloque CPO-5 (no operado por GeoPark, con una participación del 30%) en Colombia y, en menor medida, en el bloque Fell (operado por GeoPark, con una participación del 100%) en Chile.
- 10 equipos actualmente operando (6 equipos de perforación y 4 de workover), con incorporación de 2 equipos más en el 3T2023 (uno de perforación y uno de workover).

Éxito en las actividades de perforación exploratoria y de desarrollo

Colombia:

- Bloque Llanos 123 (operado por GeoPark con una participación del 50%):
 - El primer pozo perforado, Saltador 1, resultó ser el primer descubrimiento de exploración en el bloque.
 - El pozo de exploración Saltador 1 inició el testeó a finales de julio de 2023 y produce actualmente 880 bopd con un corte de agua del 5% desde la formación Barco (Guadalupe).
 - El equipo de perforación se está trasladando para perforar el pozo de exploración Toritos 1, con inicio de perforación previsto en agosto de 2023.
- Bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%):
 - El segundo pozo de desarrollo horizontal inició el testeó a finales de julio de 2023 y produce en la actualidad aproximadamente 2.300 bopd desde la formación Mirador.
 - Este segundo pozo horizontal fue perforado dentro del presupuesto y antes de lo previsto, un 16% más rápido, con 10% menos de costos de perforación y un 32% más de longitud lateral en comparación con el primer pozo horizontal.
 - El tercer pozo horizontal inició la perforación en agosto de 2023, con 2-3 pozos horizontales adicionales previstos para el 2S2023.

¹ Ver comunicados de prensa del 8 de marzo, 11 de abril, 3 de mayo y 17 de julio de 2023.

Ecuador:

- Bloque Perico (no operado por GeoPark con una participación del 50%):
 - El pozo Yin 2 alcanzó una profundidad total a finales de julio de 2023. La información preliminar de perfiles confirmó el potencial de desarrollo en la formación Hollin y encontró también una nueva zona con 40 pies de net pay potencial en la formación arenosa U.
 - Se está completando el pozo y se comenzará el testeo en la formación arenosa U a mediados de agosto de 2023.

Ingresos, EBITDA Ajustado y ganancia neta

- Ingresos por USD 182,3 millones.
- EBITDA Ajustado de USD 103,9 millones (un margen de EBITDA Ajustado del 57%).
- Ganancia operativa de USD 69,5 millones (un margen de ganancia operativa del 38%).
- Ganancia neta de USD 33,8 millones (USD 0,59 ganancias básicas y diluidas por acción).

Retornos sostenidos de capital

- Gastos de capital de USD 43,4 millones.
- EBITDA Ajustado del 2T2023 sobre gastos de capital de 2,4x.
- Retorno del capital empleado (ROCE) de los últimos doce meses del 51%.²

Menores gastos financieros y balance más sólido

- Los gastos financieros disminuyeron a USD 11,2 millones (de USD 16,6 millones), después de la reducción de la deuda bruta en USD 275 millones desde abril de 2021 a diciembre de 2022.
- Apalancamiento neto de 0,8x sin vencimientos de deuda de capital hasta el 2027.
- Efectivo en caja de USD 86,4 millones (luego de pagar USD 88,2 millones en impuestos en efectivo en el 2T2023).
- Nueva línea de crédito comprometida no garantizada por USD 80 millones vigente, sin montos retirados.

Acelerado retorno a los accionistas

- Retorno de USD 15 millones en dividendos en efectivo en el 1S2023 (USD 7,5 millones el 31 de marzo y 31 de mayo, respectivamente, o un dividendo anualizado de aproximadamente USD 30 millones, un rendimiento del dividendo del 5%³)
- Adquisición de 1,7 millones de acciones por USD 18,7 millones en el 1S2023 (USD 7,5 millones en el 1T2023 y USD 11,2 millones en el 2T2023), representando aproximadamente un 3% de las acciones en circulación.
- Dividendo trimestral en efectivo de USD 0,132 por acción, o aproximadamente USD 7,5 millones, a ser pagado el 7 de septiembre de 2023.

Reporte y rendimiento ESG mejorado

- Instalación del sistema solar fotovoltaico en el ducto de exportación OBA (que va desde el bloque Platanillo), lo que permitirá a GeoPark reducir sus emisiones GHC, la energía y los costos de mantenimiento.
- Participación en el Carbon Disclosure Project Water and Climate, reforzando los informes de sostenibilidad de GeoPark.

Programa de trabajo 2023: sólida generación de flujo de efectivo libre

- Pautas de producción anual 2023 de 38.000-40.000 boepd
- Programa de gastos de capital 2023 de USD 180-200 millones completamente autofinanciado.
- A un precio Brent de USD 80-90 por bbl, GeoPark espera generar un EBITDA Ajustado de USD 450-520 millones y un flujo de caja libre de USD 90-120 millones⁴.
- Se apunta a un retorno a los accionistas de aproximadamente 40-50% del flujo de caja libre después de impuestos.

² El ROCE se define como la ganancia operativa de los últimos doce meses dividida por el total de los activos promedio menos el pasivo actual.

³ Basado en la capitalización promedio de mercado desde el 1 de julio al 31 de julio del 2023.

⁴ El flujo de caja libre se utiliza aquí como EBITDA Ajustado menos gastos de capital, pagos de intereses obligatorios e impuestos en efectivo. 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 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 libre se calcula basado en el EBITDA Ajustado, por razones similares, la Compañía no proporciona una reconciliación cuantitativa del pronóstico del flujo de caja libre de 2023. El EBITDA Ajustado considera un diferencial Brent/Vasconia que promedie los USD 4-5 por bbl desde julio a diciembre de 2023.

Catalizadores futuros

- Perforación de 20-25 pozos brutos en el 2S2023, apuntando a proyectos de exploración de ciclo corto.
- Los proyectos clave incluyen:
 - Bloque Llanos 34: perforación de 3-4 pozos horizontales (incluyendo un tercer pozo que ya inició perforación)
 - Bloque CPO-5: reinicio de la producción en los pozos de desarrollo Índico 6 e Índico 7 (previsto en agosto de 2023) y perforación de dos pozos (pozo de exploración Halcón 1 y pozo de desarrollo Índico 3).
 - Bloque Perico: testeando el pozo Yin 2 y perforando un pozo de exploración adicional.
 - Bloque Llanos 87 (operado por GeoPark con una participación del 50%): perforación del pozo Zorzal Este 1 (sujeto a la aprobación del joint venture).
 - Bloque Llanos 123: perforación del pozo de exploración Toritos1.
 - Bloque Llanos 124 (operado por GeoPark con una participación del 50%): alcanzando una profundidad total en el pozo de exploración Cucarachero 1, previsto para agosto de 2023.
 - Bloques Llanos 86 y 104 (operados por GeoPark con una participación del 50%): actividades preliminares en marcha que apuntan a la adquisición de más de 650 kms² de sísmica 3D para expandir el inventario de prospectos de exploración.

Andrés Ocampo, CEO de GeoPark, expresó: "Felicitaciones a nuestro equipo de exploración por un nuevo descubrimiento en la cuenca Llanos, así como de una nueva zona productiva prometedora en la cuenca Oriente. Nuestro equipo de operaciones también está trayendo grandes resultados de nuestra campaña de perforación horizontal en el bloque central Llanos 34 y estamos muy entusiasmados por los futuros pozos que vendrán. Esperamos acelerar las actividades en la segunda mitad del año, con más equipos que puedan hacer crecer nuestra producción y perforar objetivos de exploración de bajo riesgo y bajo costo mientras continuamos retribuyendo valor a nuestros accionistas".

DESEMPEÑO OPERATIVO CONSOLIDADO

Indicadores clave de desempeño:

Indicadores Clave	2T2023	1T2023	2T2022	1S2023	1S2022
Producción de petróleo ^a (bopd)	33.672	33.801	35.238	33.736	34.892
Producción de gas (mcfpd)	17.453	16.664	22.212	17.061	23.650
Producción neta promedio (boepd)	36.581	36.578	38.940	36.580	38.834
Precio de petróleo Brent (USD por bbl)	78,2	82,5	111,5	80,3	104,0
Precio obtenido combinado (USD por boe)	59,5	61,3	90,0	60,4	83,1
- Petróleo (USD por bbl)	64,3	66,7	98,7	65,4	91,8
- Gas (USD por mcf)	5,0	4,6	5,1	4,8	4,9
Venta de petróleo crudo (en millones de USD)	173,8	175,1	296,4	348,9	535,4
Venta de petróleo crudo adquirido (en millones de USD)	1,2	0,8	5,4	1,9	5,4
Venta de gas (en millones de USD)	7,3	6,5	9,4	13,9	19,6
Ingresos (en millones de USD)	182,3	182,5	311,2	364,8	560,4
Contratos de gestión de riesgo de commodities ^b (en millones de USD)	0,0	0,0	(15,5)	0,0	(93,7)
Costos operativos y de producción ^c (en millones de USD)	(60,7)	(52,5)	(115,1)	(113,2)	(195,7)
G&G, G&A ^d (en millones de USD)	(13,9)	(11,9)	(13,8)	(25,8)	(26,5)
Gastos de venta (en millones de USD)	(2,2)	(2,4)	(1,2)	(4,6)	(3,2)
Ganancia operativa (USD millones)	69,5	76,6	143,4	146,1	202,0
EBITDA Ajustado (en millones de USD)	103,9	114,9	144,8	218,8	267,4
EBITDA Ajustado (USD por boe)	33,9	38,6	41,9	36,2	39,6
Ganancia neta (USD millones)	33,8	26,3	67,9	60,0	98,9
Gastos de capital (en millones de USD)	43,4	45,0	32,4	88,3	71,8

Efectivo y equivalentes de efectivo (en millones de USD)	86,4	145,4	122,5	86,4	122,5
Deuda financiera a corto plazo (en millones de USD)	12,5	5,7	15,3	12,5	15,3
Deuda financiera a largo plazo (en millones de USD)	486,8	485,9	570,0	486,8	570,0
Deuda neta (en millones de USD)	412,9	346,2	462,9	412,9	462,9
Dividendos pagados (USD por acción)	0,130	0,130	0,082	0,260	0,164
Acciones recompradas (millones de acciones)	1,082	0,642	0,460	1,724	0,691
Acciones básicas- a finales del período (millones de acciones)	56,570	57,596	59,585	56,570	59,585
Acciones básicas promedio ponderadas (millones de acciones)	57,114	57,853	59,965	57,481	60,027

- a) Incluye las regalías y otros derechos económicos pagados en especie en Colombia por aproximadamente 2.952, 2.520 y 1.273 boepd en el 2T2023, 1T2023 y 2T2022, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en otros países. La producción en Ecuador se informa antes de la participación gubernamental en la producción.
- b) Remitirse a la sección Contratos de 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 1,7 millones, USD 1,4 millones y USD 2,0 millones en el 2T2023, 1T2023 y 2T2022, respectivamente. Estos gastos se excluyen del cálculo del EBITDA ajustado.

Producción: la producción de petróleo y gas en el 2T2023 fue de 36.581 boepd, un 6% menos que el 2T2022, debido a una menor producción en Colombia, Chile y Brasil y una producción plana en Ecuador. El petróleo representó el 92% y 90% de la producción total reportada en el 2T2023 y 2T2022, respectivamente.

Comparado con el 1T2023, la producción consolidada de petróleo y gas fue plana, como resultado de un aumento de la producción en Colombia y Brasil, parcialmente contrarrestada por una menor producción en Chile y Ecuador.

Para más detalles, remitirse a los Resultados Operacionales del 2T2023 publicados el 17 de julio de 2023.

Precios obtenidos y de referencia del petróleo: los precios del crudo Brent disminuyeron un 30% a USD 78,2 por bbl durante el 2T2023 y los precios de venta consolidados obtenidos del petróleo disminuyeron un 35% a USD 64,3 por bbl en el 2T2023.

La tabla a continuación presenta un desglose de los precios netos obtenidos y de referencia de petróleo en los países relevantes en el 2T2023 y 2T2022:

2T2023- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Ecuador
Precio de petróleo Brent (*)	78,2	76,7	75,0
Diferencial del marcador local	(5,9)	-	-
Descuentos comerciales, de transporte y otros	(7,9)	(30,7)	(13,0)
Precio obtenido de petróleo	64,4	46,0	62,0
Peso en mix de ventas de petróleo	97,3%	0,4%	2,3%

2T2022- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	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%

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

Ingresos: los ingresos consolidados disminuyeron un 41% a USD 182,3 millones en el 2T2023 comparado con USD 311,2 millones en el 2T2022, reflejando principalmente precios de petróleo y gas más bajos y menores ventas.

Ventas de petróleo crudo: los ingresos consolidados por petróleo disminuyeron un 41% a USD 173,8 millones en el 2T2023, debido principalmente a una disminución del 35% en los precios obtenidos de petróleo y un 10% menos de ventas. Los ingresos por petróleo representaron el 95% de los ingresos totales en el 2T2023 y el 2T2022.

La siguiente tabla muestra un desglose de los costos operativos y de producción en el 2T2023 y 2T2022:

Ingresos por petróleo (en millones de USD)	2T2023	2T2022
Colombia	169,2	287,9
Chile	0,5	5,2
Brasil	0,1	0,3
Ecuador	4,0	3,1
Ingresos por petróleo	173,8	296,4

- Colombia: en el 2T2023, los ingresos por petróleo disminuyeron un 41% a USD 169,2 millones reflejando menores precios obtenidos de petróleo y menores ventas de éste. Los precios obtenidos disminuyeron un 35% a USD 64,4 por bbl debido a menores precios de petróleo Brent mientras que las ventas de petróleo disminuyeron un 10% a 29.956 bopd. Los pagos earn-out disminuyeron a USD 6,3 millones en el 2T2023, comparado con USD 9,1 millones en el 2T2022, en línea con menores precios de petróleo.
- Chile: en el 2T2023, los ingresos por petróleo disminuyeron un 90% a USD 0,5 millones reflejando menores precios obtenidos de petróleo y menores ventas de éste. Los precios obtenidos disminuyeron un 57% a USD 46,0 por bbl debido a menores precios de petróleo Brent mientras que las ventas de petróleo disminuyeron un 80% a 109 bopd, afectadas por la producción de petróleo cerrada como resultado de las negociaciones en curso con ENAP, el comprador de petróleo en Chile. La Compañía espera reiniciar la producción cerrada de petróleo de aproximadamente 400 bopd en el 3T2023.
- Ecuador: en el 2T2023, los ingresos por petróleo aumentaron un 31% a USD 4,0 millones reflejando mayores ventas, parcialmente contrarrestado por menores precios obtenidos. Las ventas de petróleo aumentaron un 129% a 714 bopd mientras que los precios obtenidos disminuyeron un 43% a USD 62,0 por bbl. Las ventas en Ecuador son netas de la participación del Gobierno.

Ventas de petróleo crudo adquirido: las ventas de petróleo crudo adquirido en el 2T2023 disminuyeron un 78% a USD 1,2 millones, que corresponden a operaciones de comercialización de petróleo (compra y venta de petróleo crudo 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 22% a USD 7,3 millones en el 2T2023 comparado con USD 9,4 millones en el 2T2022, reflejando una reducción en las ventas de gas del 21% y disminución en los precios de gas del 1%. Los ingresos por gas representaron el 5% de los ingresos totales en el 2T2023 y el 2T2022.

La siguiente tabla muestra un desglose de los ingresos por gas en el 2T2023 y 2T2022:

Ingresos por gas (en millones de USD)	2T2023	2T2022
Chile	3,1	3,4
Brasil	4,1	5,5

Colombia	0,2	0,5
Ingresos por gas	7,3	9,4

- Chile: en el 2T2023, los ingresos por gas disminuyeron un 11% a USD 3,1 millones reflejando menores ventas de gas, parcialmente contrarrestado por mayores precios de éste. Las ventas de gas cayeron un 13% a 8.813 mcfpd (1.469 boepd). Los precios del gas aumentaron un 2%, a USD 3,8 por mcf (USD 22,9 por boe) en el 2T2023.
- Brasil: en el 2T2023, los ingresos por gas disminuyeron un 26% a USD 4,1 millones reflejando menores ventas de gas, parcialmente contrarrestado por mayores precios de éste. Las ventas de gas del yacimiento de gas Manatí disminuyeron un 27% a 6.718 mcfpd (1.120 boepd). Los precios de gas aumentaron un 1% a USD 6,7 por mcf (USD 40,1 por boe) en el 2T2023.

Contratos de gestión de riesgo de commodities: los contratos consolidados de gestión de riesgos de commodities ascendieron a cero en el 2T2023 comparado con una pérdida de USD 15,5 millones en el 2T2022.

La siguiente tabla muestra un desglose de los cargos de gestión de riesgos de commodities obtenidos y no obtenidos en el 2T2023 y 2T2022:

Gestión de riesgo de commodities: (en millones de USD)	2T2023	2T2022
Pérdida obtenida	-	(36,6)
Pérdida no obtenida	-	21,1
Contratos de gestión de riesgo de commodities:	-	(15,5)

En el 2T2023, GeoPark tuvo un collar sin costo cubriendo 10.000 bopd con puts comprados incluyendo un precio promedio de USD 69,3 por bbl y calls vendidos con un precio promedio de USD 110,6 por bbl.

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 producción: los costos operativos y de producción consolidados disminuyeron a USD 60,7 millones de USD 115,1 millones, principalmente como resultado de menores regalías y derechos económicos debido a menores precios de petróleo, parcialmente contrarrestado por mayores costos operativos.

La siguiente tabla muestra un desglose de los costos operativos y de producción en el 2T2023 y 2T2022:

Costos operativos y de producción (en millones de USD)	2T2023	2T2022
Regalías	(3,6)	(18,8)
Derechos económicos	(23,5)	(64,0)
Costos operativos	(32,5)	(27,4)
Petróleo crudo adquirido	(1,0)	(4,4)
Pago basado en acciones	(0,2)	(0,4)
Costos operativos y de producción:	(60,7)	(115,1)

Las regalías consolidadas ascendieron a USD 3,6 millones en el 2T2023, comparado con USD 18,8 millones en el 2T2022, en línea con menores precios de petróleo y mayores volúmenes de regalías pagadas en especie.

Los derechos económicos consolidados (incluyendo participación de alto precio, factor x y otros derechos económicos pagados al Gobierno de Colombia) ascendieron a USD 23,5 millones en el 2T2023 comparado con USD 64,0 millones en el 2T2022, en línea con menores precios de petróleo.

Los costos operativos consolidados aumentaron a USD 32,5 millones en el 2T2023, comparado con USD 27,4 millones en el 2T2022.

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

- Colombia: los costos operativos totales aumentaron a USD 27,0 millones en el 2T2023 a partir de USD 21,4 millones en el 2T2022 debido principalmente a mayores costos operativos por boe, parcialmente contrarrestado por menores ventas (las ventas en Colombia disminuyeron un 10%). El aumento de los costos operativos por boe en el 2T2023 reflejó, principalmente, mayores costos de energía debido a una sequía que afectó la matriz energética en Colombia, con una menor disponibilidad de energía hidroeléctrica.
- Chile: los costos operativos totales disminuyeron a USD 1,8 millones en el 2T2023 de USD 4,4 millones en el 2T2022 en línea con menores costos operativos por boe y menores ventas de petróleo y gas (las ventas en Chile disminuyeron un 29%).
- Brasil: los costos operativos totales permanecieron estables a USD 0,8 millones en el 2T2023 y 2T2022, debido a menores ventas de gas en el yacimiento Manatí (las ventas en Brasil disminuyeron un 27%), contrarrestado por mayores costos operativos por boe.
- Ecuador: los costos operativos totales aumentaron a USD 2,8 millones en el 2T2023 a partir de USD 0,9 millones en el 2T2022 debido principalmente a mayores ventas (las ventas en Ecuador aumentaron un 129%) y mayores costos operativos por boe.

Los gastos consolidados del petróleo crudo adquirido alcanzaron los USD 1,0 millones en el 2T2023, 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 2,2 millones en el 2T2023 comparado con USD 1,2 millones en el 2T2022.

Gastos geológicos & geofísicos: los gastos G&G consolidados disminuyeron a USD 2,5 millones en el 2T2023 comparado con USD 3,0 millones en el 2T2022.

Gastos administrativos: los gastos G&A consolidados aumentaron a USD 11,3 millones en el 2T2023 comparado con USD 10,8 millones en el 2T2022.

EBITDA ajustado: El EBITDA ajustado consolidado⁵ disminuyó un 28% a USD 103,9 en el 2T2023 (por boe, el EBITDA Ajustado disminuyó a USD 33,9 por boe en el 2T2023 de USD 41,9 por boe en el 2T2022).

EBITDA Ajustado (en millones de USD)	2T2023	2T2022
Colombia	102,1	140,2
Chile	1,1	3,3
Brasil	2,4	3,9
Argentina	(0,5)	(2,1)
Ecuador	0,5	1,3
Corporativo	(1,6)	(1,8)
EBITDA Ajustado	103,9	144,8

La siguiente tabla muestra la producción, volúmenes vendidos y el desglose de los componentes más significativos del EBITDA ajustado para el 2T2023 y el 2T2022, por boe:

⁵ Ver "Conciliación del EBITDA Ajustado a ganancia antes del impuesto a las ganancias" en este comunicado de prensa.

EBITDA Ajustado/boe	Colombia		Chile		Brasil		Ecuador		Total ^d	
	2T23	2T22	2T23	2T22	2T23	2T22	2T23	2T22	2T23	2T22
Producción (boepd)	33.045	34.253	1.690	2.358	1.212	1.695	634	634	36.581	38.940
Existencias, RIK & Otros ^a	(2.984)	(907)	(112)	(127)	(73)	(145)	81	(322)	(2.917)	(950)
Volumen de ventas (boepd)	30.061	33.346	1.578	2.231	1.139	1.550	715	312	33.664	37.990
% Petróleo	99,7%	99,4%	7%	24%	2%	2%	100%	100%	92%	91%
(USD por boe)										
Precio obtenido de petróleo	64,4	98,5	46,0	106,5	83,5	111,8	62,0	108,8	64,3	98,7
Precio obtenido de gas ^c	21,1	27,7	22,9	22,3	40,1	39,6	-	-	30,0	30,3
Earn-out	(2,3)	(3,0)	-	-	-	-	-	-	(2,2)	(2,9)
Precio combinado	61,9	95,0	24,5	42,4	40,8	40,7	62,0	108,8	59,5	90,0
Contratos de gestión de riesgo de commodities obtenidos	-	(12,1)	-	-	-	-	-	-	-	(10,6)
Costos operativos ^e	(10,8)	(7,5)	(14,2)	(21,6)	(10,1)	(7,9)	(43,3)	(32,7)	(11,6)	(8,5)
Regalías y derechos económicos	(9,7)	(27,0)	(0,6)	(1,8)	(3,2)	(3,1)	-	0,0	(8,8)	(23,9)
Petróleo crudo adquirido ^b	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,3)	(1,3)
Gastos de venta y otros	(0,7)	(0,2)	(0,4)	(0,5)	-	(0,0)	(5,7)	(14,9)	(0,7)	(0,3)
Netback operativo/boe	40,7	48,2	9,3	18,6	27,6	29,7	13,0	61,2	38,1	45,4
G&A, G&G & otros									(4,2)	(3,5)
EBITDA Ajustado/boe									33,9	41,9

a) RIK (Regalías en especie) & Otros Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 2.952 bopd y 1.273 bopd del 2T2023 y 2T2022, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Chile, Brasil 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 el segmento Corporativo

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

Depreciación: los gastos consolidados por depreciación aumentaron a USD 29,4 millones en el 2T2023 comparado con USD 23,2 millones en el 2T2022.

Bajas por resultados no exitosos de exploración: la baja consolidada por resultados no exitosos de exploración fue de USD 1,6 millones en el 2T2023, comparado con cero en el 2T2022. Los montos registrados en el 2T2023 corresponden, principalmente, a los costos de exploración incurridos en años previos en el bloque Coatí (operado por GeoPark con una participación del 100%) en Colombia.

Otros ingresos (gastos): otros gastos operativos mostraron una pérdida de USD 5,1 millones en el 2T2023, comparado con una ganancia de USD 0,9 millones en el 2T2022.

RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y UTILIDADES DEL PERÍODO

Gastos financieros: los gastos financieros netos disminuyeron a USD 9,5 millones en el 2T2023 de USD 15,5 millones en el 2T2022, principalmente como resultado de un proceso de desapalancamiento sostenido que comenzó en abril de 2021 y continuó en 2022.

Cambio de divisas: las pérdidas netas por cambio de divisas fueron de USD 9,6 millones en el 2T2023 comparado con una ganancia de USD 7,1 millones en el 2T2022. Las pérdidas por cambio de divisas en el 2T2023 reflejaron la revaluación de la moneda local en Colombia (el peso colombiano revaluó aproximadamente 9% desde el 31 de marzo al 30 de junio de 2023).

Impuesto a las ganancias: los impuestos a las ganancias totalizaron USD 16,7 millones en el 2T2023, en comparación con USD 67,1 millones en el 2T2022, como resultado, principalmente, de menores ganancias

antes del impuesto a las ganancias y el efecto de las fluctuaciones del peso colombiano sobre impuestos a las ganancias diferidos.

Utilidad neta: la utilidad neta disminuyó a USD 33,8 millones en el 2T2023 comparado con USD 67,9 millones en el 2T2022.

BALANCE

Efectivo y equivalentes de efectivo: el efectivo y los equivalentes de efectivo totalizaron USD 86,4 millones al 30 de junio de 2023 comparado con USD 128,8 millones al 31 de diciembre de 2022.

Este incremento neto se ve explicado por lo siguiente:

Efectivo y equivalentes de efectivo (en millones de USD)	1S2023
Flujos de efectivo generado por las actividades operativas	97,7
Flujo de caja utilizado en las actividades de inversión	(88,3)
Flujo de caja utilizado en las actividades de financiación	(52,4)
Traducción en divisa	0,6
Aumento neto en efectivo y equivalentes de efectivo	(42,4)

Los flujos de caja generados por actividades operativas de USD 97,7 millones en el 2T2023 incluyeron pagos de impuesto a las ganancias por USD 94,2 millones.

Los flujos de caja utilizados en las actividades de financiación incluyeron, principalmente, USD 13,7 millones relativos a los pagos de intereses, USD 18,7 millones relativos a la ejecución del programa de recompra de acciones de la Compañía y USD 15,0 millones relativos a los pagos de dividendos.

Deuda financiera: la deuda financiera total, neta de costos de emisión, fue de USD 499,3 millones, correspondiente al Bono 2027. Al 30 de junio de 2023, la deuda financiera de corto plazo fue de USD 12,5 millones y corresponde al interés devengado sobre el Bono 2027.

EBITDA Ajustado (en millones de USD)	30 junio 2023	31 diciembre 2022
Bono 2027	499,3	497,6
Deuda financiera	499,3	497,6

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 12 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 30 de junio de 2023, 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
2T2022	585,4	122,5	462,9	1,0x	10,8x
3T2022	491,1	93,0	398,1	0,8x	12,7x
4T2022	497,6	128,8	368,8	0,7x	14,9x
1T2023	491,6	145,4	346,2	0,7x	15,8x
2T2023	499,3	86,4	412,9	0,8x	15,4x

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

Cláusulas sobre Bono 2027: el Bono 2027 prevé compromisos que requieren, 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.

CONTRATOS DE GESTIÓN DE RIESGO DE COMMODITIES RELATIVOS AL PETRÓLEO

La siguiente tabla resume los contratos de gestión de riesgo de commodities vigentes a la fecha de esta publicación:

Período	Tipo	Referencia	Volumen (bopd)	Términos del contrato (USD promedio por bbl)	
				Purchased Put	Sold Call
3T2023	Zero cost collar	Brent	9.000	70,0	94,7
4T2023	Zero cost collar	Brent	8.000	69,4	90,9
1T2024	Zero cost collar	Brent	6.500	65,0	90,4
2T2024	Zero cost collar	Brent	2.500	65,0	94,7

INFORMACIÓN SELECCIONADA SEGÚN SEGMENTO DE NEGOCIO

Colombia (En millones de USD)	2T2023	2T2022
Venta de petróleo crudo	169,2	287,9
Venta de gas	0,2	0,5
Ingresos	169,4	288,4
Costos operativos y de producción ^a	(53,8)	(103,7)
EBITDA Ajustado	102,1	140,2
Gastos de capital	37,9	23,7
Chile (En millones de USD)	2T2023	2T2022
Venta de petróleo crudo	0,5	5,2
Venta de gas	3,1	3,4
Ingresos	3,5	8,6
Costos operativos y de producción ^a	(1,9)	(4,8)
EBITDA Ajustado	1,1	3,3
Gastos de capital	0,0	7,6
Brasil (En millones de USD)	2T2023	2T2022
Venta de petróleo crudo	0,1	0,3
Venta de gas	4,1	5,5
Ingresos	4,2	5,8
Costos operativos y de producción ^a	(1,2)	(1,2)
EBITDA Ajustado	2,4	3,9
Gastos de capital	0,0	0,0
Ecuador (En millones de USD)	2T2023	2T2022
Venta de petróleo crudo	4,0	3,1
Venta de gas	0,0	0,0
Ingresos	4,0	3,1
Costos operativos y de producción ^a	(2,8)	(0,9)
EBITDA Ajustado	0,5	1,3
Gastos de capital	5,5	1,2

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)

	2T2023	2T2022	1S2023	1S2022
INGRESOS				
Venta de petróleo crudo:	173,8	296,4	348,9	535,4
<u>Ventas de petróleo crudo adquirido:</u>	1,2	5,4	1,9	5,4
Venta de gas	7,3	9,4	13,9	19,6
INGRESO TOTAL	182,3	311,2	364,8	560,4
Contratos de gestión de riesgo de commodities	0,0	(15,5)	0,0	(93,7)
Costos operativos y de producción:	(60,7)	(115,1)	(113,2)	(195,7)
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	(2,5)	(3,0)	(5,1)	(5,7)
Gastos administrativos (G&A)	(11,3)	(10,8)	(20,7)	(20,8)
Gastos de venta	(2,2)	(1,2)	(4,6)	(3,2)
Depreciación	(29,4)	(23,2)	(56,6)	(44,8)
Bajas por resultados no exitosos de exploración	(1,6)	-	(12,2)	-
Otros	(5,1)	0,9	(6,4)	5,4
GANANCIA OPERATIVA	69,5	143,4	146,1	202,0
Costos financieros, neto	(9,5)	(15,5)	(19,3)	(30,6)
Ganancia por Cambio de Divisas (pérdida)	(9,6)	7,1	(13,0)	0,5
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	50,4	135,0	113,8	171,8
Impuesto a las ganancias:	(16,7)	(67,1)	(53,8)	(73,0)
RESULTADOS PARA EL PERIODO	33,8	67,9	60,0	98,9

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

(En millones de USD)	Jun '23	Dic '22
Activo no corriente		
Propiedad, planta y equipos	686,0	666,8
Otros activos no corrientes	70,7	69,0
Total activo no corriente	756,7	735,8
Activo corriente		
Existencias	18,7	14,4
Créditos comerciales	56,1	71,8
Otros activos corrientes	25,3	23,1
Efectivo en bancos y en caja	86,4	128,8
Total activo corriente	186,5	238,1
Total activo	943,2	974,0
Total patrimonio neto	147,3	115,6
Pasivo no corriente		
Préstamos	486,8	485,1
Otros pasivos no corrientes	137,2	144,1
Total pasivo no corriente	623,9	629,2
Pasivo corriente		
Préstamos	12,5	12,5
Otros pasivos corrientes	159,5	216,6
Total pasivo corriente	172,0	229,2
Total pasivo	795,9	858,4
Total pasivo y patrimonio	943,2	974,0

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

(En millones de USD)	2T2023	2T2022	1S2023	1S2022
Flujo de caja generado por las actividades operativas	5,8	123,2	97,7	212,9
Flujo de caja utilizado en las actividades de inversión	(43,4)	(32,4)	(88,3)	(57,4)
Flujo de caja utilizado en las actividades de financiación	(21,7)	(82,0)	(52,4)	(134,9)

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

1S2023 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Ecuador	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	215,6	2,6	4,0	1,4	(4,8)	218,8
Depreciación	(47,3)	(5,5)	(1,2)	(2,5)	(0,0)	(56,6)
Bajas por resultados no exitosos de exploración	(12,2)	-	-	-	-	(12,2)
Pago basado en acciones	(0,5)	(0,0)	(0,0)	(0,0)	(2,8)	(3,4)
Contabilización de contratos de arrendamiento- NIIF 16	4,1	0,5	0,5	0,0	-	5,1
Otros	(0,7)	(2,1)	(0,2)	(2,0)	(0,8)	(5,7)
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	159,0	(4,6)	3,1	(3,1)	(8,4)	146,1
Costos financieros, neto						(19,3)
Cargos por cambio de divisas, neto						(13,0)

RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS **113,8**

1S2022 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Ecuador	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	262,0	5,4	7,5	0,9	(8,4)	267,4
Depreciación	(35,9)	(7,2)	(1,5)	(0,0)	(0,2)	(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)	(0,0)	(2,4)	(3,4)
Contabilización de contratos de arrendamiento- NIIF 16	2,6	0,6	0,7	0,0	0,1	4,0
Otros	1,5	0,1	(0,1)	(0,0)	3,9	5,4
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	202,7	(1,1)	6,5	0,9	(7,0)	202,0
Costos financieros, neto						(30,6)
Cargos por cambio de divisas, neto						0,5

RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS **171,8**

(a) Incluye Argentina y Corporativo.

RETORNO SOBRE EL CAPITAL PROMEDIO EMPLEADO DE LOS ÚLTIMOS DOCE MESES

(En millones de USD)	Jun 2023	Jun 2022
Ingresos operativos de los últimos doce meses	373,2	
Total de activos-al cierre del período	943,2	967,3
Pasivo actual- al cierre del período	(172,0)	(270,5)
Capital empleado- al cierre del período	771,2	696,8
Capital promedio empleado	734,0	-
Retorno promedio sobre el capital promedio empleado	51%	

HECHOS RECIENTES

Bloqueos en el bloque Llanos 34 en julio de 2023.

Bloqueos localizados en la cuenca Llanos han afectado la producción y las operaciones en el bloque Llanos 34 durante julio de 2023, y la producción promedio del bloque en julio alcanzó 53.246 bopd brutos (comparado con 55.307 bopd brutos en el 2T2023). A la fecha de este comunicado, los bloqueos se han levantado y la producción y las operaciones se están normalizando gradualmente, con el bloque Llanos 34 produciendo actualmente aproximadamente 55.000 bopd brutos.

INFORMACIÓN DE TELECONFERENCIA

Fecha de reporte y conferencia telefónica de los resultados financieros del 2T2023

Conjuntamente con el comunicado de prensa de resultados del 2T2023 GeoPark realizará una conferencia telefónica sobre éstos el 10 de agosto de 2023 a las 10:00 de la mañana (hora del este).

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

<https://events.q4inc.com/attendee/893129503>

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

Participantes de Estados Unidos: +1 404 975 4839

Participantes internacionales: +1 929-526-1599

Código de entrada: 931988

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 para escuchar 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

Bono 2027	Bonos Senior al 5,500% con vencimiento 2027
EBITDA Ajustado	El EBITDA Ajustado se define como las ganancias para el ejercicio antes del costo financiero neto, impuesto a las ganancias, depreciación, amortización (el efecto de la NIIF 16) ciertos rubros no monetarios, como las desvalorizaciones y bajas de activos por esfuerzos no exitosos, devengo de pagos basados en acciones, resultados no obtenidos en contratos de gestión de riesgo de commodities y otros eventos no recurrentes.
EBITDA Ajustado por boe	EBITDA Ajustado dividido por el total de las ventas de boe.
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos (Colombia)
Netback operativo por boe	Ingresos, menos costos operativos y de producción (neto de cargos por depreciación y devengamiento de opciones de compra de acciones y adjudicaciones de acciones, el efecto de la NIIF 16), gastos de venta y resultados obtenidos por contratos de gestión de riesgo de commodities, divididos por los volúmenes totales de ventas de boe. El netback operativo es equivalente al EBITDA Ajustado neto de gastos de efectivo incluido en los Gastos Operativos, Administrativos, Geológicos y Geofísicos y otros gastos operativos.
Bbl	Barril
Boe	Barriles de petróleo equivalente
Boepd	Barriles de petróleo equivalente por día
Bopd	Barriles de petróleo por día
D&M	DeGolyer and MacNaughton
Costos F&D	Los costos de descubrimiento y desarrollo, calculados como gastos de capital divididos por las incorporaciones de reservas netas aplicables antes de los cambios en el Capital de Desarrollo Futuro
G&A	Gastos administrativos
G&G	Gastos geológicos y geofísicos
LTM	Últimos doce meses
Mboe	miles de barriles de petróleo equivalente
Mmbo	Millones de barriles de petróleo
Mmboe	millones de barriles de petróleo equivalente
Mcfpd	miles de pies cúbicos por día
Mmcfpd	millones de pies cúbicos por día
Mm³/día	miles de metros cúbicos por día
PRMS	Petroleum Resources Management System (Sistema de gestión de recursos de petróleo)

Participación	"working interest" o participación
NPV10	Valor presente de ingresos futuros estimados de petróleo y gas, neto de gastos directos estimados, descontado en una tasa anual del 10%.
Sqkm	Kilómetros cuadrados

AVISO

Para más información sobre GeoPark, visitar la sección "Invierta con nosotros" del sitio web www.geopark.com.

Redondeo de montos y porcentajes: algunas cantidades y porcentajes incluidos en este comunicado han sido redondeados para facilitar su presentación. Los porcentajes incluidos en el presente comunicado no se han calculado en todos los casos 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 pauta de producción 2023 revisada, el retorno a los accionistas, el EBITDA Ajustado, los gastos de capital, los impuestos a las ganancias en efectivo y el flujo de caja libre, así como las obligaciones pagaderas en el 2023. 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 opciones sobre acciones y adjudicaciones de 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, 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.

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