



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK REPORTA LOS RESULTADOS DEL PRIMER TRIMESTRE DEL 2023

FLUJO DE CAJA LIBRE CONSISTENTE A PARTIR DE BARRILES RENTABLES FINANCIÓ UN BALANCE MÁS SÓLIDO Y MAYORES RETORNOS A LOS ACCIONISTAS

Bogotá, Colombia- 3 de mayo de 2023 - GeoPark Limited ("GeoPark" o la "Compañía") (NYSE: GPRK), la compañía latinoamericana independiente líder en exploración, operación y consolidación de petróleo y gas informa sus resultados financieros consolidados correspondientes al trimestre finalizado el 31 de marzo de 2023 ("Primer Trimestre" o 1T2023"). Para analizar los resultados financieros del 1T2023 se realizará una conferencia telefónica el 4 de mayo 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 31 de marzo de 2023, disponibles en el sitio web de la Compañía.

DATOS MÁS SIGNIFICATIVOS DEL PRIMER TRIMESTRE 2023

Producción de petróleo y gas

- Producción promedio consolidada de petróleo y gas de 36.578 boepd, por debajo de su potencial de producción de aproximadamente 39.500-40.500 boepd, tal como fue anunciado el 8 de marzo de 2023, debido principalmente al cierre temporal de la producción y bloqueos localizados en el bloque CPO-5 (no operado por GeoPark, con una participación del 30%) en Colombia.

Ingresos, EBITDA Ajustado, flujo de caja y utilidad neta

- Ingresos por USD 182,5 millones.
- EBITDA Ajustado de USD 114,9 millones (un margen de EBITDA Ajustado del 63%).
- Ganancia operativa de USD 76,6 millones (un margen de ganancia operativa del 42%).
- Flujo de caja a partir de las operaciones de USD 91,9 millones.
- Ganancia neta de USD 26,3 millones (o USD 0,45 ingresos básicos por acción).

Rentabilidad y rendimiento como diferenciadores clave

- A pesar de las presiones inflacionarias, los gastos G&A y G&G disminuyeron un 6% a USD 11,9 millones.
- Gastos de capital de USD 45,0 millones.
- EBITDA Ajustado del 1T2023 sobre gastos de capital de 2,5x.
- Retorno del capital empleado (ROCE) de los últimos doce meses del 62%.¹

Pagos de intereses menores y balance fortalecido

- Los pagos de intereses en el 1T2023 disminuyeron a USD 13,8 millones (de USD 19,2 millones), después de la reducción de la deuda bruta en USD 275 millones desde abril de 2021 a diciembre de 2022.
- Apalancamiento neto de 0,7x sin vencimientos de deuda de capital hasta el 2027.
- Efectivo en caja de USD 145,4 millones (USD 128,8 millones al 31 de diciembre de 2022).

Cumpliendo con retornos a los accionistas

- Las recompras de acciones aumentaron un 142% a USD 7,5 millones (adquisición de 0,6 millones de acciones, más del 1% de las acciones en circulación).

¹ El retorno sobre el capital promedio empleado se define como la ganancia operativa de los últimos doce meses dividida por el total de los activos promedio menos el pasivo actual.

- Incremento de los dividendos en efectivo en un 55% a USD 7,5 millones (lo que representa un dividendo anualizado de aproximadamente 30 millones, un rendimiento de dividendo del 5%²)
- Dividendo trimestral en efectivo de USD 0,13 por acción, o aproximadamente USD 7,5 millones, a ser pagado el 31 de mayo de 2023.

Mejoras en el rendimiento de ESG

- Publicación del Reporte SPEED/ ESG 2022 el 26 de abril de 2023, disponible en la página web de la Compañía.
- La intensidad de las emisiones en 2022 disminuyó un 34% a 12,1 kg Co2e/boe³ (o una disminución del 40% a 9,7 kg Co2e/boe en el bloque central Llanos 34) debido principalmente a la interconexión del bloque Llanos 34 a la red de energía nacional de Colombia y el inicio de las operaciones del parque solar, entre otras iniciativas.
- Más de 240.000 beneficiarios de los programas sociales y ambientales de la Compañía en 2022.
- El 50% de las posiciones ejecutivas senior de GeoPark es ocupado por mujeres.

Gestión del portafolio

- Negociaciones comerciales en marcha con ENAP, el comprador de petróleo en Chile, en un esfuerzo por reanudar la producción cerrada de aproximadamente 400 bopd.
- Implementación de una iniciativa de reestructuración en Chile en abril de 2023 para reducir aún más los costos, junto con un proceso de evaluación de oportunidades de desinversión/ farm-out.

Programa de trabajo 2023: pauta de gastos de capital y de producción revisada

- Se ha ajustado la pauta de producción del 2023 a 38.000-40.000 boepd, principalmente debido al cierre de la producción en el bloque CPO-5 y, en menor medida, al cierre de la producción en Chile y el aplazamiento de determinadas actividades de perforación en Ecuador.
- Se espera que la producción del 2S2023 promedie los 39.000- 42.000 boepd (excluyendo la producción potencial del programa de perforación exploratoria del 2023)
- Los gastos de capital se han ajustado a 180-200 millones (de USD 200-220 millones).
- A un precio Brent de USD 80-90 por bbl⁴, GeoPark espera generar un EBITDA ajustado de USD 490-560 millones⁵ y un flujo de caja libre de USD 120-140 millones⁶.
- Se apunta a un retorno a los accionistas de aproximadamente 40-50% del flujo de caja libre después de impuestos.

Catalizadores futuros

- Perforación de 10-12 pozos brutos en el 2T2023, apuntando a proyectos de desarrollo y exploración en la cuenca Llanos en Colombia.
- La perforación exploratoria incluye 2-3 nuevos pozos brutos en la cuenca Llanos (bloques Llanos 123 Llanos 124).

Andrés Ocampo, CEO de GeoPark, expresó: "A pesar de los desafíos enfrentados durante el primer trimestre, GeoPark ha podido cumplir con sólidos resultados y adaptarse rápidamente reduciendo sus costos y optimizando los gastos de capital para maximizar y proteger nuestra generación de flujo de caja, lo que nos permite continuar fortaleciendo nuestro balance y retribuir más valor a nuestros accionistas. Para el resto del 2023, esperamos continuar ejecutando y cumpliendo nuestro ambicioso programa de trabajo 2023 para incrementar nuestra base de producción y perforar objetivos de exploración de bajo costo y bajo riesgo con foco principal en nuestra cuenca central Llanos."

² Basado en la capitalización de mercado de GeoPark al 2 de mayo de 2023.

³ Alcance 1 y 2.

⁴ Estimación del precio Brent desde mayo a diciembre 2023.

⁵ Asumiendo un diferencial Brent/ Vasconia promediando los USD 4-5 bbl desde mayo a diciembre 2023.

⁶ El flujo de caja libre se utiliza aquí como EBITDA Ajustado menos gastos de capital, pagos de intereses obligatorios e impuestos en efectivo. Los impuestos en efectivo del 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 sus componentes necesarios, tales como bajas por esfuerzos no exitosos de exploración o pérdidas por deterioro en activos no financieros, etc. Dado que el flujo de caja libre se calcula basado en el EBITDA Ajustado, por razones similares, la Compañía no proporciona una reconciliación cuantitativa del pronóstico del flujo de caja libre de 2023.

DESEMPEÑO OPERATIVO CONSOLIDADO

Indicadores clave de desempeño:

Indicadores Clave	1T2023	4T2022	1T2022
Producción de petróleo ^a (bopd)	33.801	35.451	34.442
Producción de gas (mcfpd)	16.664	17.886	25.096
Producción neta promedio (boepd)	36.578	38.433	38.626
Precio de petróleo Brent (USD por bbl)	82,2	88,8	96,9
Precio obtenido combinado (USD por boe)	61,3	68,5	75,8
- Petróleo (USD por bbl)	66,7	73,7	84,3
- Gas (USD por mcf)	4,6	5,0	4,8
Venta de petróleo crudo (en millones de USD)	175,1	220,7	239,0
Venta de petróleo crudo adquirido (en millones de USD)	0,8	3,1	-
Venta de gas (en millones de USD)	6,5	7,1	10,2
Ingresos (en millones de USD)	182,5	231,0	249,2
Contratos de gestión de riesgo de commodities ^b (en millones de USD)	0,0	0,5	(78,1)
Costos operativos y de producción ^c (en millones de USD)	(52,5)	(77,0)	(80,6)
G&G, G&A ^d (en millones de USD)	(11,9)	(17,4)	(12,7)
Gastos de venta (en millones de USD)	(2,4)	(2,8)	(2,0)
Ganancia operativa (USD millones)	76,6	81,7	58,6
EBITDA Ajustado (en millones de USD)	114,9	132,1	122,6
EBITDA Ajustado (USD por boe)	38,6	39,2	37,3
Ganancia neta (USD millones)	26,3	52,2	31,0
Gastos de capital (en millones de USD)	45,0	53,6	39,4
Efectivo y equivalentes de efectivo (en millones de USD)	145,4	128,8	114,1
Deuda financiera a corto plazo (en millones de USD)	5,7	12,5	8,7
Deuda financiera a largo plazo (en millones de USD)	485,9	485,1	633,9
Deuda neta (en millones de USD)	346,2	368,8	528,4
Dividendos pagados (USD por acción)	0,130	0,127	0,082
Acciones recompradas (millones de acciones)	0,642	0,942	0,232
Acciones básicas- a finales del período (millones de acciones)	57.596	57.622	60.016
Acciones básicas promedio ponderadas (millones de acciones)	57.853	58.261	60.090

- a) Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 1.665, 759 y 1.115 bopd en el 1T2023, 4T2022 y 1T2022, 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 1,4 millones, USD 3,3 millones y USD 0,9 millones en el 1T2023, 4T2022 y 1T2022, respectivamente. Estos gastos se excluyen del cálculo del EBITDA ajustado.

PAUTA DE PRODUCCIÓN 2023 REVISADA

Tal como fue anunciado el 8 de marzo y 11 de abril de 2023, la producción neta de GeoPark 2023 anual a la fecha se ha posicionado por debajo de su potencial de aproximadamente 39.500-40.500 boepd, principalmente debido a: (i) el cierre temporal de la producción en los pozos Índico 6 e Índico 7 en el bloque CPO-5 en Colombia por aproximadamente 2.400-3.300 bopd netos para GeoPark y, en menor medida (ii) el cierre de la producción de aproximadamente 400 bopd en Chile por negociaciones continuas con ENAP, el comprador de petróleo y (iii) la demora de ciertas actividades de perforación en Ecuador.

La pauta de producción previa de 2023 de GeoPark se basó en las expectativas del operador del bloque CPO-5 considerando que los barriles cerrados retornarían a producción a inicios del 2T2023. Actualmente, no se espera que esto suceda antes de julio de 2023.

Como resultado, GeoPark tuvo que ajustar su pauta de producción anual promedio 2023 a 38.000-40.000 boepd (de 39.500-41.500 boepd). Asumiendo que la producción en el bloque CPO-5 se normalice a principios del 3T2023, se espera que la producción promedio de GeoPark en el 2S2023 promedie los 39.000-42.000 boepd.

Los pozos Índico 6 e Índico 7 fueron perforados a finales del 2022 y juntos testearon más de 11.000 bopd brutos (o 3.300 bopd netos para GeoPark) y se espera que se establezca la producción en aproximadamente 8.000 bopd brutos (o 2.400 bopd netos para GeoPark). Estos dos pozos fueron cerrados (Índico 6 en diciembre de 2022 e Índico 7 a principios de enero de 2023) luego de que el regulador (ANH) requiriera al operador del bloque CPO-5 suspender temporalmente la producción de estos pozos hasta que se completen las instalaciones definitivas de superficie.

GeoPark también ajustó sus gastos de capital 2023 a USD 180-200 millones (de USD 200-220 millones) combinando ahorros y aplazamientos en ciertos proyectos en Colombia y Ecuador que permitirá a GeoPark mantener sus pautas de flujo de caja libre.

La siguiente tabla muestra los detalles de las pautas revisadas de GeoPark del 2023 comparadas con las pautas 2023 previas.

	Revisión del 3 de mayo de 2023	Pautas 2023 previas
Supuesto Brent (USD por bbl)	USD 80-90 ⁷	USD 80-90
Producción promedio anual 2023 (boepd)	38.000-40.000	39.500-41.500
EBITDA Ajustado ⁸	USD 490-560 millones	USD 510-580 millones
Gastos de capital 2023	USD 180-200 millones	USD 200-220 millones
Impuestos a las ganancias en efectivo (*)	USD 150-210 millones	USD 150-210 millones
Pagos de intereses	USD 27-30 millones	USD 27-30 millones
Flujo de caja libre	USD 120-140 millones	USD 120-140 millones

(*) Los impuestos en efectivo del 2023 incluyen los estimados de GeoPark del impacto de la nueva reforma tributaria en Colombia, independientemente del momento de su impacto sobre el efectivo, previsto en 2023 o inicios del 2024.

⁷ Estimación del precio Brent desde mayo a diciembre 2023.

⁸ Considerando un diferencial Brent/Vasconia que promedie los USD 4-5 por bbl desde mayo a diciembre de 2023.

Producción: la producción de petróleo y gas en el 1T2023 fue de 36.578 boepd. Ajustada a las desinversiones en Argentina (completadas el 31 de enero de 2022), la producción consolidada de petróleo y gas disminuyó un 4% comparada con el 1T2022, debido a una menor producción en Colombia, Chile y Brasil, parcialmente contrarrestada por una mayor producción en Ecuador.

Desde principios de marzo de 2023, GeoPark cerró aproximadamente 400 bopd de su producción de petróleo en Chile debido a negociaciones comerciales continuas con el comprador de petróleo, y como resultado, Chile produce actualmente 1.600-1.800 boepd comparado con una producción promedio de 1.988 boepd en el 1T2023.

El petróleo representó el 92% y 89% de la producción total reportada en el 1T2023 y 1T2022, respectivamente.

Para más detalles, remitirse a los Resultados Operacionales del 1T2023 publicados el 11 de abril de 2023.

Precios obtenidos y de referencia del petróleo: los precios del crudo Brent disminuyeron un 15% a USD 82,5 por bbl durante el 1T2023 y el precio de venta consolidado obtenido del petróleo disminuyó un 21% a USD 66,7 por bbl en el 1T2023.

La tabla a continuación presenta un desglose de los precios netos obtenidos y de referencia de petróleo en los países relevantes en el 1T2023 y 1T2022:

1T2023- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina⁹	Ecuador
Precio de petróleo Brent (*)	82,5	82,3	-	83,5
Diferencial del marcador local	(8,4)	-	-	-
Descuentos comerciales, de transporte y otros	(7,6)	(8,0)	-	(12,7)
Precio obtenido de petróleo	66,5	74,3	-	70,8
Peso en mix de ventas de petróleo	97,5%	1,5%	-	0,7%

1T2022- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina	Ecuador
Precio de petróleo Brent (*)	96,9	103,7	96,9	-
Diferencial del marcador local	(3,7)	-	-	-
Descuentos comerciales, de transporte y otros	(8,8)	(7,8)	(40,2)	-
Precio obtenido de petróleo	84,4	95,9	56,7	-
Peso en mix de ventas de petróleo	97,8%	1,1%	1,0%	-

(*) 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 disminuyeron un 27% a USD 182,5 millones en el 1T2023 comparado con USD 249,2 millones del 1T2022, reflejando principalmente precios de petróleo y gas más bajos y en menor medida, menores ventas.

Ventas de petróleo crudo: los ingresos consolidados por petróleo disminuyeron un 27% a USD 175,1 millones en el 1T2023, debido principalmente a una disminución del 21% en los precios obtenidos de petróleo y un 7% menos de ventas. Los ingresos por petróleo representaron el 96% de los ingresos totales en el 1T2023 y el 1T2022.

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

(En millones de USD)	1T2023	1T2022
Colombia	170,7	234,0
Chile	1,2	3,1
Argentina	-	1,7
Brasil	0,1	0,2
Ecuador	3,0	-
Ingresos por petróleo	175,1	239,0

- Colombia: en el 1T2023, los ingresos por petróleo disminuyeron un 27% a USD 170,7 millones reflejando menores precios obtenidos de petróleo y menores ventas de éste. Los precios obtenidos disminuyeron un 21% a USD 66,5 por bbl debido a menores precios de petróleo Brent mientras que las ventas de petróleo disminuyeron un 7% a 29.638 bopd. Los pagos earn-out disminuyeron a USD 6,8 millones en el 1T2023, comparado con USD 8,4 millones en el 1T2022, en línea con menores precios de petróleo.
- Chile: en el 1T2023, los ingresos por petróleo disminuyeron un 60% a USD 1,2 millones reflejando menores precios obtenidos de petróleo y menores ventas de éste. Los precios obtenidos disminuyeron un 22% a USD 74,3 por bbl debido a menores precios de petróleo Brent mientras que las ventas de petróleo disminuyeron un 49% a 185 bopd.
- Ecuador: el ingreso por petróleo en el 1T2023 totalizó USD 3,0 millones, reflejando un precio obtenido de petróleo de USD 70,8 con ventas de 478 bopd. Las ventas en Ecuador son netas de la participación gubernamental en la producción.

Ventas de petróleo crudo adquirido: las ventas de petróleo crudo adquirido en el 1T2023 totalizaron USD 0,8 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 36% a USD 6,5 millones en el 1T2023 comparado con USD 10,2 millones en el 1T2022, reflejando una reducción en las ventas de gas del 33% y disminución en los precios de gas del 4%. Los ingresos por gas representaron el 4% de los ingresos totales en el 1T2023 y el 1T2022.

(En millones de USD)	1T2023	1T2022
Chile	3,2	3,6
Brasil	3,1	5,7
Argentina	-	0,3
Colombia	0,2	0,5
Ingresos por gas	6,5	10,2

- Chile: en el 1T2023, los ingresos por gas disminuyeron un 10% a USD 3,2 millones reflejando menores ventas de gas, parcialmente contrarrestadas por mayores precios de gas. Las ventas de gas cayeron un 12% a 9.462 mcfpd (1.577 boepd). Los precios del gas aumentaron un 2%, a USD 3,8 por mcf (USD 22,7 por boe) en el 1T2023.
- Brasil: en el 1T2023, los ingresos por gas descendieron un 45% a USD 3,1 millones debido a menores ventas y menores precios de gas. Las ventas de gas del yacimiento de gas Manatí disminuyeron un 43% a 5.626 mcfpd (937 boepd). Los precios de gas disminuyeron un 4% a USD 6,2 por mcf (USD 37,2 por boe) en el 1T2023.

Contratos de gestión de riesgo de commodities: los contratos consolidados de gestión de riesgos de commodities ascendieron a cero en el 1T2023 comparado con una pérdida de USD 78,1 millones en el 1T2022.

La siguiente tabla muestra un desglose de los cargos de gestión de riesgos de commodities obtenidos y no obtenidos en el 1T2023 y 1T2022:

(En millones de USD)	1T2023	1T2022
Pérdida obtenida	-	(30,5)
Pérdida no obtenida	-	(47,6)
Contratos de gestión de riesgo de commodities	-	(78,1)

En el 1T2023, GeoPark tuvo un collar sin costo cubriendo 9.500 bopd con puts comprados con un precio promedio de USD 66,0 por bbl y calls vendidos con un precio promedio de USD 112,6 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 52,5 millones de USD 80,6 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 1T2023 y 1T2022:

(En millones de USD)	1T2023	1T2022
Regalías	(7,2)	(14,8)
Derechos económicos	(16,1)	(43,2)
Costos operativos	(28,5)	(22,5)
Petróleo crudo adquirido	(0,7)	-
Pago basado en acciones	(0,0)	(0,1)
Costos operativos y de producción:	(52,5)	(80,6)

Las regalías consolidadas ascendieron a USD 7,2 millones en el 1T2023, comparado con USD 14,8 millones en el 1T2022, en línea con menores precios de petróleo.

Los derechos económicos consolidados (incluyendo participación de alto precio, factor x y otros derechos económicos pagados al Gobierno de Colombia) ascendieron a USD 16,1 millones en el 1T2023 comparado con USD 43,2 millones en el 1T2022, en línea con menores precios de petróleo.

Los costos operativos consolidados aumentaron a USD 28,5 millones en el 1T2023, comparado con USD 22,5 millones en el 1T2022.

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

- Colombia: los costos operativos totales aumentaron a USD 24,5 millones en el 1T2023 a partir de USD 16,2 millones en el 1T2022 debido principalmente a mayores costos operativos por boe, parcialmente contrarrestado por menores ventas (las ventas en Colombia disminuyeron un 7%).
- Chile: los costos operativos totales disminuyeron a USD 1,9 millones en el 1T2023 de USD 3,7 millones en el 1T2022 en línea con menores costos operativos por boe y menores ventas de petróleo y gas (las ventas en Chile disminuyeron un 18%).
- Brasil: los costos operativos totales disminuyeron a USD 0,7 millones en el 1T2023 comparado con USD 1,2 millones en el 1T2022, debido a menores ventas de gas del yacimiento Manatí (las ventas en Brasil disminuyeron un 43%) parcialmente contrarrestado por mayores costos operativos por boe.
- Ecuador: los costos operativos totales fueron de USD 1,3 millones en el 1T2023.
- Argentina: la desinversión de los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet se completó en enero del 2022. El período comparado, 1T2022, incluyó USD 1,3 millones de costos operativos en Argentina.

Los gastos consolidados del petróleo crudo adquirido alcanzaron los USD 0,7 millones en el 1T2023, 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 2,4 millones en el 1T2023 comparado con USD 2,0 millones en el 1T2022.

Gastos geológicos & geofísicos: los gastos G&G consolidados disminuyeron a USD 2,5 millones en el 1T2023 comparado con USD 2,7 millones en el 1T2022.

Gastos administrativos: los gastos G&A consolidados disminuyeron a USD 9,4 millones en el 1T2023 comparado con USD 9,9 millones en el 1T2022.

EBITDA Ajustado: El EBITDA ajustado consolidado¹⁰ disminuyó un 6% a USD 114,9 en el 1T2023 (por boe, el EBITDA Ajustado aumentó a USD 38,6 por boe en el 1T2023 de USD 37,3 por boe en el 1T2022).

(En millones de USD)	1T2023	1T2022
Colombia	113,5	121,8
Chile	1,5	2,1
Brasil	1,6	3,6
Argentina	(0,7)	(1,7)
Ecuador	1,0	(0,5)
Corporativo	(2,0)	(2,8)
EBITDA Ajustado	114,9	122,6

La siguiente tabla muestra la producción, volúmenes vendidos y el desglose de los componentes más significativos del EBITDA ajustado para el 1T2023 y el 1T2022, por boe:

EBITDA Ajustado/boe	Colombia		Chile		Brasil		Ecuador		Total ^d	
	1T23	1T22	1T23	1T22	1T23	1T22	1T23	1T22	1T23	1T22
Producción (boepd)	32.580	33.738	1.988	2.279	1.020	1.815	990	190	36.578	38.626
Existencias, RIK & Otros ^a	(2.837)	(1.635)	(225)	(121)	(65)	(153)	(512)	(190)	(3.513)	(2.098)
Volumen de ventas (boepd)	29.743	32.103	1.763	2.158	955	1.662	478	-	33.065	36.528
% Petróleo	99,6%	99,4%	11%	17%	2%	1%	100%	-	92%	89%
(USD por boe)										
Precio obtenido de petróleo	66,5	84,4	74,3	95,9	71,2	104,5	70,8	-	66,7	84,3
Precio obtenido de gas ^c	19,2	28,8	22,7	22,3	37,2	39,0	-	-	27,8	28,8
Earn-out	(2,5)	(2,9)	-	-	-	-	-	-	(2,5)	(2,9)
Precio combinado	63,8	81,2	28,1	34,6	37,9	39,9	70,8	-	61,3	75,8
Contratos de gestión de riesgo de commodities obtenidos	-	(10,6)	-	-	-	-	-	-	-	(9,3)
Costos operativos ^e	(9,6)	(5,9)	(14,0)	(18,9)	(11,4)	(10,6)	(31,2)	-	(10,1)	(7,2)
Regalías y derechos económicos	(8,5)	(19,7)	(1,0)	(1,4)	(3,0)	(3,2)	-	-	(7,8)	(17,7)
Petróleo crudo adquirido ^b	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,2)	-
Gastos de venta y otros	(0,7)	(0,6)	(0,4)	(0,4)	-	-	(9,6)	-	(0,8)	(0,6)
Netback operativo/boe	45,0	44,3	12,6	13,9	23,4	26,2	30,0	-	42,2	41,0
G&A, G&G & otros									(3,6)	(3,7)

¹⁰ Ver "Conciliación del EBITDA Ajustado a ganancia antes del impuesto a las ganancias" en este comunicado de prensa.

a) RIK (Regalías en especie). Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 1.665 bopd y 1.115 bopd del 1T2023 y 1T2022, 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. "Otros" incluye derechos económicos pagados en especie.

b) Informado en el segmento de negocio Corporativo.

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

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

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 27,2 millones en el 1T2023 comparado con USD 21,6 millones en el 1T2022.

Bajas por resultados no exitosos de exploración: la baja consolidada por resultados no exitosos de exploración fue de USD 10,6 millones en el 1T2023 y cero en el 1T2022. Los montos registrados en el 1T2023 corresponden a esfuerzos no exitosos de exploración en el bloque Llanos 87 y, en menor medida, en el bloque Llanos 94, ambos en Colombia.

Otros ingresos (gastos): otros gastos operativos mostraron una pérdida de USD 1,4 millones en el 1T2023, comparado con una ganancia de USD 4,5 millones en el 1T2022.

RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y UTILIDADES DEL PERÍODO

Gastos financieros: los gastos financieros netos disminuyeron a USD 9,8 millones en el 1T2023 de USD 15,1 millones en el 1T2022, principalmente como resultado de un proceso de desapalancamiento sostenido que comenzó en abril de 2021 y continuó en 2022.

Cambio de divisas: las ganancias netas por cambio de divisas fueron de USD 3,4 millones en el 1T2023 comparado con USD 6,6 millones en el 1T2022.

Impuesto a las ganancias: los impuestos a las ganancias totalizaron USD 37,1 millones en el 1T2023, comparado con USD 5,9 millones en el 1T2022, principalmente como resultado de mayores ganancias antes del impuesto a las ganancias y el efecto de las fluctuaciones del peso colombiano y los efectos de la reforma tributaria en Colombia aplicable al año fiscal 2023.

Utilidad neta: la utilidad neta disminuyó a USD 26,3 millones en el 1T2023 comparado con USD 31,0 millones en el 1T2022.

BALANCE

Efectivo y equivalentes de efectivo: el efectivo y los equivalentes de efectivo totalizaron USD 145,4 millones al 31 de marzo de 2023 comparado con USD 128,8 millones al 31 de diciembre de 2022.

Este incremento neto se ve explicado por lo siguiente:

(En millones de USD)	1T2023
Flujos de efectivo generado por las actividades operativas	91,9
Flujo de caja utilizado en las actividades de inversión	(45,0)
Flujo de caja utilizado en las actividades de financiación	(30,7)
Traducción en divisa	0,3
Aumento neto en efectivo y equivalentes de efectivo	16,6

Los flujos de caja generados por actividades operativas de USD 91,9 millones en el 1T2023 incluyeron pagos de impuesto a las ganancias por USD 6,0 millones. En el 2T2023, la Compañía prevé pagar USD 80-90 millones relativos a las obligaciones tributarias devengadas en el año fiscal 2022.

Los flujos de caja utilizados en las actividades de financiación incluyeron, principalmente, USD 13,7 millones relativos a los pagos de intereses, USD 7,5 millones relativos a la ejecución del programa de recompra de acciones de la Compañía y USD 7,5 millones relativos a los pagos de dividendos.

Deuda financiera: la deuda financiera total, neta de costos de emisión, fue de USD 491,6 millones, correspondiendo al Bono 2027. Al 31 de marzo de 2023, la deuda financiera de corto plazo fue de USD 5,7 millones y corresponde al interés devengado sobre el Bono 2027.

(En millones de USD)	31 marzo 2023	31 diciembre 2022
Bono 2027	491,6	497,6
Deuda financiera	491,6	497,6

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 12 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 31 de marzo 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
1T2022	642,5	114,1	528,4	1,5x	8,4x
2T2022	585,4	122,5	462,9	1,0x	10,8x
3T2022	491,1	93,0	398,1	0,8x	12,7x
4T2022	497,6	128,8	368,8	0,7x	14,9x
1T2023	491,6	145,4	346,2	0,7x	15,8x

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
2T2023	Zero cost collar	Brent	10.000	69,3	110,6
3T2023	Zero cost collar	Brent	7.500	70,0	97,3
4T2023	Zero cost collar	Brent	5.000	70,0	91,6

INFORMACIÓN SELECCIONADA SEGÚN SEGMENTO DE NEGOCIO

Colombia (En millones de USD)	1T2023	1T2022
Venta de petróleo crudo	170,7	234,0
Venta de gas	0,2	0,5
Ingresos	170,9	234,5
Costos operativos y de producción ^a	(47,4)	(73,4)
EBITDA Ajustado	113,5	121,8
Gastos de capital	40,0	28,4
Chile (En millones de USD)	1T2023	1T2022
Venta de petróleo crudo	1,2	3,1
Venta de gas	3,2	3,6
Ingresos	4,5	6,7
Costos operativos y de producción ^a	(2,1)	(4,0)
EBITDA Ajustado	1,5	2,1
Gastos de capital	0,1	2,9
Brasil (En millones de USD)	1T2023	1T2022
Venta de petróleo crudo	0,1	0,3
Venta de gas	3,1	5,7
Ingresos	3,3	6,0
Costos operativos y de producción ^a	(1,0)	(1,7)
EBITDA Ajustado	1,6	3,6
Gastos de capital	0,0	0,0
Ecuador (En millones de USD)	1T2023	1T2022
Venta de petróleo crudo	3,0	-
Venta de gas	0,0	-
Ingresos	3,0	-
Costos operativos y de producción ^a	(1,3)	-
EBITDA Ajustado	1,0	(0,5)
Gastos de capital	4,9	8,1

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)

	1T2023	1T2022
INGRESOS		
Venta de petróleo crudo:	175,1	239,0
<u>Ventas de petróleo crudo adquirido:</u>	0,8	-
Venta de gas	6,5	10,2
INGRESO TOTAL	182,5	249,2
Contratos de gestión de riesgo de commodities	0,0	(78,1)
Costos operativos y de producción:	(52,5)	(80,6)
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	(2,5)	(2,7)
Gastos administrativos (G&A)	(9,4)	(9,9)
Gastos de venta	(2,4)	(2,0)
Depreciación	(27,2)	(21,6)
Bajas por resultados no exitosos de exploración	(10,6)	-
Otros	(1,4)	4,5
GANANCIA OPERATIVA	76,6	58,6
Costos financieros, neto	(9,8)	(15,1)
Pérdida por Cambio de Divisas	(3,4)	(6,6)
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	63,4	36,9
Impuesto a las ganancias:	(37,1)	(5,9)
RESULTADOS PARA EL PERIODO	26,3	31,0

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

(En millones de USD)	Mar '23	Dic '22
Activo no corriente		
Propiedad, planta y equipos	673,0	666,8
Otros activos no corrientes	68,7	69,0
Total activo no corriente	741,7	735,8
Activo corriente		
Existencias	18,8	14,4
Créditos comerciales	56,7	71,8
Otros activos corrientes	22,7	23,1
Efectivo en bancos y en caja	145,4	128,8
Total activo corriente	243,6	238,1
Total activo	985,2	974,0
Total patrimonio neto	129,4	115,6
Pasivo no corriente		
Préstamos	485,9	485,1
Otros pasivos no corrientes	155,3	144,1
Total pasivo no corriente	641,2	629,2
Pasivo corriente		
Préstamos	5,7	12,5
Otros pasivos corrientes	208,9	216,6
Total pasivo corriente	214,6	229,2
Total pasivo	855,8	858,4
Total pasivo y patrimonio	985,2	974,0

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

(En millones de USD)	1T2023	1T2022
Flujo de caja generado por las actividades operativas	91,9	89,7
Flujo de caja utilizado en las actividades de inversión	(45,0)	(25,0)
Flujo de caja utilizado en las actividades de financiación	(30,7)	(52,9)

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

1T2023 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Ecuador	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	113,5	1,5	1,6	1,0	(2,7)	114,9
Depreciación	(22,5)	(2,8)	(0,6)	(1,3)	(0,0)	(27,2)
Contratos de gestión de riesgo de commodities no obtenidos	-	-	-	-	-	-
Bajas por resultados no exitosos de exploración y deterioro	(10,6)	-	-	-	-	(10,6)
Pago basado en acciones	(0,0)	-	-	-	(1,3)	(1,5)
Contabilización de contratos de arrendamiento- NIIF 16	1,3	0,3	0,3	0,0	-	1,9
Otros	(1,0)	0,0	(0,1)	0,0	(0,0)	(1,0)
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	80,8	(1,0)	1,1	(0,4)	(4,0)	76,6
Costos financieros, neto						(9,8)
Cargos por cambio de divisas, neto						(3,4)
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						63,4

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

(a) Incluye Argentina y Corporativo.

RETORNO SOBRE EL CAPITAL PROMEDIO EMPLEADO DE LOS ÚLTIMOS DOCE MESES

(En millones de USD)	Marzo 2023	Marzo 2022
Ingresos operativos de los últimos doce meses	447,0	
Total de activos-al cierre del período	985,2	933,9
Pasivo actual- al cierre del período	(214,6)	(257,0)
Capital empleado- al cierre del período	770,6	676,9
Capital promedio empleado	723,7	-
Retorno promedio sobre el capital promedio empleado	62%	

Reporte de Sostenibilidad SPEED/ ESG 2022

GeoPark publicó su Reporte de SPEED/ ESG 2022 el 26 de abril de 2023. El informe se encuentra disponible en la página web de la Compañía.

INFORMACIÓN DE TELECONFERENCIA

Fecha de reporte y conferencia telefónica de los resultados financieros del 1T2023

Conjuntamente con el comunicado de prensa de resultados del 1T2023 GeoPark realizará una conferencia telefónica sobre éstos el 4 de mayo 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/236589020>

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: 572781

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 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 2023 revisada ya que se vincula con la producción promedio anual, 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, devengamiento 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.