



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK REPORTA LOS RESULTADOS DEL TERCER TRIMESTRE DE 2023

ÉXITOS EXPLORATORIOS ABREN MÚLTIPLES VÍAS DE CRECIMIENTO, OPORTUNIDADES DE PERFORACIÓN & NUEVOS PLAYS

CONSTANTE Y SÓLIDO FLUJO DE CAJA LIBRE

Bogotá, Colombia- 8 de noviembre 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 septiembre de 2023 ("Tercer Trimestre" o 3T2023"). Para analizar los resultados financieros del 3T2023 se realizará una conferencia telefónica el 9 de noviembre de 2023 a las 10:00 a.m. (hora estándar del Este).

Todas las cifras se encuentran expresadas en dólares estadounidenses y las comparaciones de crecimiento se refieren al mismo período del año anterior, excepto cuando se especifique lo contrario. Las definiciones y terminología utilizadas aquí se incluyen en el Glosario al final del documento. El presente comunicado no contiene toda la información financiera de la Compañía y debería leerse en conjunto con los estados contables y las notas de los estados contables de GeoPark para el período finalizado el 30 de septiembre de 2023, disponibles en el sitio web de la Compañía.

DATOS MÁS SIGNIFICATIVOS DEL TERCER TRIMESTRE 2023

Operaciones y producción de petróleo y gas

- La producción consolidada promedio de petróleo y gas del 3T2023 fue de 34.778 boepd, por debajo de su potencial 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 el Bloque Fell (operado por GeoPark, con una participación del 100%) en Chile
- Se espera que la pauta de producción promedio del año 2023 sea de 36.000-37.000 boepd, menor que la pauta de 38.000-40.000 boepd previamente anunciada, debido a las demoras en el reinicio de la producción cerrada.
- A finales de septiembre de 2023, el operador del Bloque CPO-5 recibió la aprobación por parte del regulador (ANH) de reiniciar la producción en los pozos Índico 6 e Índico 7, los que producen actualmente 8.000 bopd brutos en total.
- 12 equipos en operación actualmente (7 equipos de perforación y 5 de workover), incluyendo 4 equipos de perforación en pozos exploratorios y de avanzada.

Éxitos en la campaña exploratoria de 2023 abren nuevas vías de desarrollo y de avanzada

Bloque Llanos 123 (operado por GeoPark con una participación del 50%)- Cuenca Llanos en Colombia:

- El pozo exploratorio Toritos 1 inició el testeo en septiembre y produce actualmente 1.300 bopd.
- GeoPark está incorporando un nuevo pozo de avanzada, el Toritos Norte 1, que iniciará la perforación antes de fin de año (sujeto a la aprobación del *joint venture*).
- Basado en estos resultados positivos, GeoPark irá detrás de múltiples oportunidades potenciales de perforación a ser testeadas en 2024¹ (sujeto a la aprobación del *joint venture*).

Bloque Perico (no operado por GeoPark con una participación del 50%)- Cuenca Oriente en Ecuador:

- GeoPark está desarrollando un modelo geológico estructural y estratigráfico completo para la formación arenosa U, tras el éxito de los tres pozos, Yin-2, Perico Centro 1 y Perico Norte 4, que producen actualmente más de 2.700 bopd.
- El pozo de avanzada más reciente, el Perico Norte 4, inició las actividades de testeo a inicios de noviembre de 2023 y produce actualmente 1.230 bopd aproximados de 29 grados API con un corte de agua del 6%.

¹ Remitirse al Programa de trabajo y pautas de retorno a los accionistas para el 2024 publicado el 8 de noviembre de 2023.

- GeoPark está incorporando un nuevo pozo de avanzada, el Perico Norte 5, que iniciará la perforación antes de fin de año (sujeto a la aprobación del *joint venture*).
- Basado en estos resultados positivos, GeoPark irá detrás de múltiples oportunidades potenciales de perforación a ser testeadas en 2024 (sujeto a la aprobación del *joint venture*).

Bloque CPO-5- Cuenca Llanos en Colombia:

- El pozo exploratorio Halcón 1 alcanzó profundidad total a finales de octubre y probará su potencial exploratorio en la parte norte del Bloque CPO-5, cercano al Bloque Llanos 34.
- La información preliminar de perfiles indica potencial de hidrocarburos en la formación Guadalupe y se espera el inicio de pruebas de producción a fines de noviembre.
- El operador iniciará la perforación del pozo exploratorio Perico 1 (adyacente a Halcón 1) antes de fin de año para continuar delineando el *play* Guadalupe en la parte norte del bloque.

Bloque Llanos 87 (operado por GeoPark con una participación del 50%)- Cuenca Llanos en Colombia:

- El pozo exploratorio Zorzal Este 1 alcanzó profundidad total a principios de noviembre.
- La información preliminar de perfiles indica potencial de hidrocarburos en la formación Barco (Guadalupe) y se espera el inicio de pruebas de producción a mediados de noviembre.
- GeoPark planea incorporar un nuevo pozo de avanzada, el Zorzal Este 2, que iniciará la perforación antes de fin de año (sujeto a la aprobación del *joint venture*).
- Basado en estos resultados positivos, GeoPark irá detrás de múltiples oportunidades potenciales de perforación a ser testeadas en 2024 (sujeto a la aprobación del *joint venture*).

Bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%)- Cuenca Llanos en Colombia:

- Los primeros tres pozos horizontales producen actualmente 4.600 bopd combinados aproximadamente
- El cuarto pozo de desarrollo horizontal inició el testeo a inicios de noviembre de 2023 y produce actualmente 3.450 bopd aproximados desde la formación Mirador.
- El cuarto pozo horizontal fue perforado más rápido, a una longitud lateral más larga y a menor costo comparado con los primeros tres pozos horizontales.

Ingresos, EBITDA Ajustado y ganancia neta

- Ingresos por USD 192,1 millones.
- EBITDA Ajustado de USD 115,2 millones (un margen de EBITDA Ajustado del 60%).
- Ganancia operativa de USD 80,5 millones (un margen de ganancia operativa del 42%).
- Flujo de caja a partir de las operaciones de USD 92,6 millones.
- Ganancia neta de USD 24,8 millones (USD 0,44 ganancias básicas y diluidas por acción).

Rentabilidad y rendimiento como diferenciadores clave

- Gastos de capital de USD 44,1 millones.
- EBITDA Ajustado del 3T2023 sobre gastos de capital de 2,6x.
- Retorno del capital empleado (ROCE) de los últimos doce meses del 42%.²

Menores gastos financieros y balance más sólido

- Efectivo en caja de USD 106,3 millones (al alza vs. los USD 86,4 millones al 30 de junio de 2023).
- Los gastos financieros disminuyeron a USD 12,5 millones (de USD 14,1 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.
- Línea de crédito comprometida por USD 80 millones vigente, sin montos retirados.

Aceleración de retorno a los accionistas

- Dividendo trimestral de USD 0,134 por acción, o USD 7,5 millones en total, a ser pagado el 11 de diciembre de 2023.
- Equivalente a un dividendo anualizado de aproximadamente USD 30 millones (o USD 0,535 por acción), un rendimiento de dividendo del 5%³
- Programa de recompra de acciones completado luego de haber adquirido 2,2 millones de acciones (o 4% del total de las acciones en circulación) por USD 23,6 millones desde noviembre de 2022.
- Se espera un retorno de más de USD 50 millones en 2023 a través de dividendos y programas de recompra, excediendo el target de flujo de caja libre de 40-50%.
- Renovación del programa discrecional de recompra de acciones de hasta el 10% de acciones en circulación hasta diciembre de 2024

Actividades futuras

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 de GeoPark desde el 1 de octubre al 31 de octubre de 2023.

- Perforación de 10-12 pozos brutos en el 4T2023, apuntando a proyectos atractivos convencionales de ciclo corto.
- Los proyectos clave incluyen:
 - Bloque CPO-5: testeo del pozo exploratorio Halcón 1 e inicio de perforación del pozo exploratorio Perico 1 antes de fin de año.
 - Bloque Llanos 123: perforando actualmente el pozo exploratorio Bisbita Centro 1, que espera alcanzar profundidad total a mediados de noviembre e iniciando la perforación del pozo de avanzada Toritos Norte 1 antes de fin de año (sujeto a la aprobación del *joint venture*).
 - Bloque Llanos 87: testeo del pozo exploratorio Zorzal Este 1 e iniciando la perforación del pozo de avanzada Zorzal Este 2 antes de fin de año (sujeto a la aprobación del *joint venture*).
 - Bloque Llanos 34: Perforando actualmente un pozo de desarrollo horizontal adicional e iniciando la perforación de un pozo horizontal adicional antes de fin de año.
 - Bloque Perico: inicio de la perforación del pozo de avanzada Perico Norte 5 antes de fin de año (sujeto a la aprobación del *joint venture*).
 - Bloques Llanos 86 y Llanos 104 (operados por GeoPark con una participación del 50%): actividades preliminares en marcha que apuntan a la adquisición de más de 650 kilómetros cuadrados de sísmica 3D para expandir el inventario de prospectos de exploración.

Andrés Ocampo, CEO de GeoPark, expresó: “Nuestro equipo y portafolio han cumplido nuevamente con la apertura de múltiples y prometedoras oportunidades de crecimiento para desarrollos adicionales, luego de nuestros recientes éxitos de perforación. El programa de trabajo auto financiado y flexible de 2024, anunciado hoy, se basa en estos éxitos para perseguir múltiples potenciales oportunidades de perforación que serán probadas en 2024. Seguiremos cumpliendo con nuestro compromiso de entregar valor a los accionistas, manteniendo un balance sólido, reduciendo las emisiones y fortaleciendo nuestras relaciones con nuestros vecinos.”

DESEMPEÑO OPERATIVO CONSOLIDADO

Indicadores clave de desempeño:

Indicadores Clave	3T2023	2T2023	3T2022	9M2023	9M2022
Producción de petróleo ^a (bopd)	32.510	33.672	34.875	33.323	34.886
Producción de gas (mcfpd)	13.610	17.453	21.126	15.898	22.799
Producción neta promedio (boepd)	34.778	36.581	38.396	35.973	38.686
Precio de petróleo Brent (USD por bbl)	86,0	78,2	98,2	82,2	101,9
Precio obtenido combinado (USD por boe)	68,3	59,5	77,5	62,9	81,2
- Petróleo (USD por bbl)	74,6	64,3	85,9	68,4	89,7
- Gas (USD por mcf)	4,4	5,0	4,5	4,7	4,8
Venta de petróleo crudo (en millones de USD)	184,7	173,8	248,7	533,6	784,1
Venta de petróleo crudo adquirido (en millones de USD)	2,2	1,2	1,0	4,1	6,3
Venta de gas (en millones de USD)	5,3	7,3	8,6	19,1	28,2
Ingresos (en millones de USD)	192,1	182,3	258,2	556,9	818,6
Contratos de gestión de riesgo de commodities ^b (en millones de USD)	0,0	0,0	23,0	0,0	(70,7)
Costos operativos y de producción ^c (en millones de USD)	(58,2)	(60,7)	(87,1)	(171,4)	(282,8)
G&G, G&A ^d (en millones de USD)	(14,1)	(13,9)	(16,7)	(39,9)	(43,2)
Gastos de venta (en millones de USD)	(3,8)	(2,2)	(2,0)	(8,3)	(5,2)
Ganancia operativa (USD millones)	80,5	69,5	145,4	226,6	347,4
EBITDA Ajustado (en millones de USD)	115,2	103,9	141,3	334,0	408,7
EBITDA Ajustado (USD por boe)	41,0	33,9	42,4	37,7	40,6
Ganancia neta (USD millones)	24,8	33,8	73,4	84,8	172,2
Gastos de capital (en millones de USD)	44,1	43,4	43,4	132,4	115,2

Efectivo y equivalentes de efectivo (en millones de USD)	106,3	86,4	93,0	106,3	93,0
Deuda financiera a corto plazo (en millones de USD)	5,7	12,5	6,8	5,7	6,8
Deuda financiera a largo plazo (en millones de USD)	487,6	486,8	484,3	487,6	484,3
Deuda neta (en millones de USD)	387,0	412,9	398,1	387,0	398,1
Dividendos pagados (USD por acción)	0,132	0,130	0,127	0,392	0,291
Acciones recompradas (millones de acciones)	0.500	1.082	1.110	2.224	1.802
Acciones básicas- a finales del período (millones de acciones)	56.118	56.570	58.543	56.118	58.543
Acciones básicas promedio ponderadas (millones de acciones)	56.513	57.114	59.029	57.155	59.691

- a) Incluye las regalías y otros derechos económicos pagados en especie en Colombia por aproximadamente 5.045, 2.952 y 911 bopd en el 3T2023, 2T2023 y 3T2022, 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 commodities 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 1,7 millones y USD 3,9 millones en el 3T2023, 2T2023 y 3T2022, respectivamente. Estos gastos se excluyen del cálculo del EBITDA Ajustado.

Producción: la producción de petróleo y gas en el 3T2023 fue de 34.778 boepd, un 9% menos que el 3T2022, debido a una menor producción en Colombia, Chile, Brasil y Ecuador. El petróleo representó el 93% y 91% de la producción total reportada en el 3T2023 y 3T2022, respectivamente.

Ventas: las ventas de petróleo y gas a los compradores de GeoPark en el 3T2023 totalizaron 30.559 boepd, un 16% menos que el 3T2022, debido principalmente a una menor producción consolidada y mayores regalías y derechos económicos pagados en especie, parcialmente contrarrestado por una reducción en el inventario.

El mix de regalías y derechos económicos pagados en especie versus en efectivo afectan los ingresos y los costos operativos y de producción, pero es neutro al nivel de EBITDA Ajustado. En el 3T2023 las regalías y derechos económicos pagados en especie aumentaron significativamente comparado con el 3T2022, dando como resultado un menor ingreso y menores costos operativos y de producción (debido a menores regalías en efectivo y derechos económicos pagados en efectivo).

Precios obtenidos y de referencia del petróleo: Los precios del crudo Brent disminuyeron un 12% a USD 86,0 por bbl durante el 3T2023 y los precios de venta consolidados obtenidos del petróleo disminuyeron un 13% a USD 74,6 por bbl en el 3T2023.

La tabla a continuación presenta un desglose de los precios netos obtenidos y de referencia de petróleo en los países relevantes en el 3T2023 y 3T2022:

3T2023- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Ecuador
Precio de petróleo Brent (*)	84,8	89,6	83,4
Diferencial del marcador local	(4,3)	-	-
Descuentos comerciales, de transporte y otros	(5,8)	(14,2)	(12,3)
Precio obtenido de petróleo	74,7	75,4	71,1
Peso en mix de ventas de petróleo	96%	1%	3%

3T2022- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Ecuador
Precio de petróleo Brent (*)	98,2	98,2	98,2
Diferencial del marcador local	(3,8)	-	-

Descuentos comerciales, de transporte y otros	(8,7)	(4,8)	(5,2)
Precio obtenido de petróleo	85,7	93,4	93,0
Peso en mix de ventas de petróleo	98%	1%	1%

(*) 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 26% a USD 192,1 millones en el 3T2023 comparado con USD 258,2 millones en el 3T2022, reflejando principalmente precios de petróleo y gas más bajos y menores ventas.

Ventas de petróleo crudo: los ingresos consolidados por petróleo disminuyeron un 26% a USD 184,7 millones en el 3T2023, debido principalmente a una disminución del 13% en los precios obtenidos de petróleo y un 13% menos de ventas. Los ingresos por petróleo representaron el 96% de los ingresos totales en el 3T2023 y el 3T2022.

La siguiente tabla muestra un desglose de los costos operativos y de producción en el 3T2023 y 3T2022:

Ingresos por petróleo (en millones de USD)	3T2023	3T2022
Colombia (*)	178,0	243,6
Chile	1,0	3,0
Brasil	0,1	0,2
Ecuador	5,6	1,9
Ingresos por petróleo	184,7	248,7

(*) Neto de contratos de gestión de riesgo de Commodities designados como coberturas de flujo de caja.

- Colombia: en el 3T2023, los ingresos por petróleo disminuyeron un 27% a USD 178,0 millones reflejando menores precios obtenidos de petróleo y menores ventas de éste. Los precios obtenidos disminuyeron un 13% a USD 74,7 por bbl debido a menores precios de petróleo Brent mientras que las ventas de petróleo disminuyeron un 16% a 27.022 bopd. Los pagos *earn-out* disminuyeron a USD 7,2 millones en el 3T2023, comparado con USD 9,3 millones en el 3T2022, en línea con menores precios de petróleo. Los contratos de gestión de riesgo de Commodities designados como coberturas de flujo de caja ascendieron a USD 0,7 millones en el 3T2023, reflejando coberturas con precios tope por debajo de los precios actuales del petróleo Brent durante el trimestre.
- Chile: en el 3T2023, los ingresos por petróleo disminuyeron un 66% a USD 1,0 millones reflejando menores precios obtenidos de petróleo y menores ventas de éste. Los precios obtenidos disminuyeron un 19% a USD 75,4 por bbl debido a menores precios de petróleo Brent mientras que las ventas de petróleo disminuyeron un 57% a 147 bopd, afectadas por la producción de petróleo temporalmente cerrada como resultado de las negociaciones comerciales en curso con ENAP, el comprador de petróleo en Chile. GeoPark llegó a un acuerdo con ENAP y a partir de agosto de 2023 comenzó gradualmente a reabrir la producción temporalmente cerrada de 400 bopd.
- Ecuador: en el 3T2023, los ingresos por petróleo aumentaron un 190% a USD 5,6 millones reflejando mayores ventas, parcialmente contrarrestado por menores precios obtenidos. Las ventas de petróleo aumentaron un 279% a 859 bopd mientras que los precios obtenidos disminuyeron un 24% a USD 71.1 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 3T2023 aumentaron un 125% a USD 2,2 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). Las ventas del petróleo crudo adquirido representaron el 1% de los ingresos totales en el 3T2023 y el 3T2022.

Ventas de gas: los ingresos consolidados por gas disminuyeron un 39% a USD 5,3 millones en el 3T2023 comparado con USD 8,6 millones en el 3T2022, reflejando una reducción en las ventas de gas del 37% y disminución en los precios de gas del 3%. Los ingresos por gas representaron el 3% de los ingresos totales en el 3T2023 y el 3T2022.

La siguiente tabla muestra un desglose de los ingresos por gas en el 3T2023 y 3T2022:

Ingresos por gas (en millones de USD)	3T2023	3T2022
Chile	2,4	4,2
Brasil	2,6	4,3
Colombia	0,3	0,1
Ingresos por gas	5,3	8,6

- Chile: en el 3T2023, los ingresos por gas descendieron un 43% a USD 2,4 millones debido a menores ventas y menores precios de gas. Las ventas de gas cayeron un 32% a 7.988 mcfpd (1.331 boepd). Los precios del gas descendieron un 16%, a USD 3,2 por mcf (USD 19,4 por boe) en el 3T2023.
- Brasil: en el 3T2023, los ingresos por gas disminuyeron un 40% a USD 2,6 millones reflejando menores ventas de gas, parcialmente contrarrestado por mayores precios de éste. Las ventas de gas del yacimiento de gas Manatí disminuyeron un 49% a 4.392 mcfpd (732 boepd). Los precios de gas aumentaron un 18% a USD 6,4 por mcf (USD 38,4 por boe) en el 3T2023.

Contratos de gestión de riesgo de commodities: los contratos consolidados de gestión de riesgos de commodities ascendieron a cero en el 3T2023 comparado con una ganancia de USD 23,0 millones en el 3T2022.

La siguiente tabla muestra un desglose de los cargos de gestión de riesgos de commodities obtenidos y no obtenidos en el 3T2023 y 3T2022:

Gestión de riesgo de commodities: (en millones de USD)	3T2023	3T2022
Pérdida obtenida	-	(13,8)
Ganancia no obtenida	-	36,8
Contratos de gestión de riesgo de commodities:	-	23,0

En el 3T2023, GeoPark tuvo un collar sin costo cubriendo 9.000 bopd incluyendo *puts* comprados con un precio promedio de USD 70,0 por bbl y *calls* vendidos a un precio promedio de USD 94,7 por bbl. A partir del 1 de enero de 2023, los contratos de gestión de riesgo de Commodities se designan y califican como coberturas de flujo de caja, y las ganancias o pérdidas obtenidas se registran en Ingresos.

Remitirse a la sección "Contratos de gestión de riesgo de commodities" 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 58,2 millones de USD 87,1 millones, principalmente como resultado de menores regalías y derechos económicos pagados en efectivo (debido a menores precios de petróleo y mayores regalías y derechos económicos pagados en especie), parcialmente contrarrestado por mayores costos operativos.

La siguiente tabla muestra un desglose de los costos operativos y de producción en el 3T2023 y 3T2022:

Costos operativos y de producción (en millones de USD)	3T2023	3T2022
Regalías pagadas en efectivo	(0,8)	(15,5)
Derechos económicos pagados en efectivo	(14,8)	(47,0)
Costos operativos	(40,6)	(23,6)
Petróleo crudo adquirido	(1,9)	(0,7)
Pago basado en acciones	(0,2)	(0,3)
Costos operativos y de producción:	(58,2)	(87,1)

Las regalías consolidadas pagadas en efectivo ascendieron a USD 0,8 millones en el 3T2023, comparado con USD 15,5 millones en el 3T2022, en línea con menores precios de petróleo y mayores volúmenes de regalías pagadas en especie.

Los derechos económicos consolidados pagados en efectivo (incluyendo participación de alto precio, factor x y otros derechos económicos pagados al Gobierno de Colombia en efectivo) ascendieron a USD 14,8 millones en el 3T2023 comparado con USD 47,0 millones en el 3T2022, en línea con menores precios de petróleo y mayores volúmenes de derechos económicos pagados en especie.

Los costos operativos consolidados aumentaron a USD \$ 40,6 millones en el 3T2023 comparado con USD \$ 23,6 millones en el 3T2022, reflejando mayores costos de energía debido a una menor disponibilidad de energía hidroeléctrica y presiones inflacionarias.

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

- Colombia: los costos operativos totales aumentaron a USD 33,5 millones en el 3T2023 a partir de USD 19,4 millones en el 3T2022 debido principalmente a mayores costos operativos por boe, parcialmente contrarrestado por menores ventas (las ventas en Colombia disminuyeron un 16%). El aumento de los costos operativos por boe en el 3T2023 reflejó, principalmente, mayores costos de energía debido a una sequía que afectó la matriz energética en Colombia, con una menor disponibilidad de energía hidroeléctrica, así como presiones inflacionarias (el índice de inflación general fue de aproximadamente 8% en 9M2023).
- Chile: los costos operativos totales disminuyeron a USD 1,8 millones en el 3T2023 a partir de USD 2,6 millones en el 3T2022, debido principalmente a menores ventas de petróleo y gas (las ventas en Chile disminuyeron un 36%) parcialmente contrarrestado por mayores costos operativos por boe.
- Brasil: los costos operativos totales aumentaron a USD 1,2 millones en el 3T2023 a partir de USD 0,8 millones en el 3T2022 debido a mayores costos operativos por boe, parcialmente contrarrestado por menores ventas de gas del yacimiento Manatí (las ventas en Brasil disminuyeron un 49%).
- Ecuador: los costos operativos totales aumentaron a USD 4,1 millones en el 3T2023 a partir de USD 0,6 millones en el 3T2022 debido principalmente a mayores ventas (las ventas en Ecuador aumentaron un 279%) y mayores costos operativos por boe.

Los gastos consolidados del petróleo crudo adquirido ascendieron a USD 1,9 millones en el 3T2023 comparado con USD 0,7 millones en el 3T2022, que corresponden a operaciones de comercialización de petróleo (compra y venta de petróleo crudo por parte de terceros, reflejando en los ingresos la venta del petróleo adquirido).

Gastos de venta: los gastos de venta consolidados aumentaron a USD 3,8 millones en el 3T2023 comparado con USD 2,0 millones en el 3T2022.

Gastos geológicos & geofísicos: los gastos G&G consolidados aumentaron a USD 2,6 millones en el 3T2023 comparado con USD 2,3 millones en el 3T2022.

Gastos administrativos: los gastos G&A consolidados disminuyeron a USD 11,6 millones en el 3T2023 comparado con USD 14,3 millones en el 3T2022.

EBITDA Ajustado: El EBITDA Ajustado consolidado⁴ disminuyó un 18% a USD 115,2 millones en el 3T2023 (por boe, el EBITDA Ajustado disminuyó a USD 41,0 por boe en el 3T2023 de USD 42,4 por boe en el 3T2022).

EBITDA Ajustado (en millones de USD)	3T2023	3T2022
Colombia	115,6	139,1
Chile	1,0	3,6
Brasil	0,6	2,5
Argentina	(0,9)	(1,6)
Ecuador	0,7	0,7

⁴ Ver "Conciliación del EBITDA Ajustado a ganancia antes del impuesto a las ganancias" en este comunicado de prensa.

Corporativo	(1,7)	(3,0)
EBITDA Ajustado	115,2	141,3

La siguiente tabla muestra la producción, volúmenes vendidos y el desglose de los componentes más significativos del EBITDA Ajustado para el 3T2023 y el 3T2022, por boe:

EBITDA Ajustado/boe	Colombia		Chile		Brasil		Ecuador		Total ^d	
	3T23	3T22	3T23	3T22	3T23	3T22	3T23	3T22	3T23	3T22
Producción (boepd)	31.780	33.338	1.565	2.425	774	1.439	659	1.194	34.778	38.396
Existencias, RIK & Otros ^a	(4.645)	(1.212)	(86)	(121)	(29)	19	202	(967)	(4.219)	(2.175)
Volumen de ventas (boepd)	27.135	32.126	1.479	2.304	745	1.458	861	227	30.559	36.221
% Petróleo	99,6%	99,8%	10%	15%	2%	1%	100%	100%	93%	90%
(USD por boe)										
Precio obtenido de petróleo	74,7	85,7	75,4	93,4	88,1	100,1	71,1	93,0	74,6	85,9
Precio obtenido de gas ^c	28,7	27,1	19,4	23,1	38,4	32,5	-	-	26,3	27,1
Contratos de gestión de riesgo de Commodities obtenidos (cobertura de flujo de caja)	(0,3)	-	-	-	-	-	-	-	(0,2)	-
Earn-out	(2,9)	(3,2)	-	-	-	-	-	-	(2,8)	(2,8)
Precio combinado	71,4	82,5	24,9	33,7	39,3	33,4	71,1	93,0	68,4	77,5
Contratos de gestión de riesgo de commodities obtenidos	-	(4,7)	-	-	-	-	-	-	-	(4,2)
Costos operativos ^e	(14,2)	(6,7)	(14,4)	(12,4)	(21,2)	(8,7)	(51,7)	(30,7)	(15,3)	(7,3)
Regalías y derechos económicos	(6,1)	(21,0)	(0,9)	(1,3)	(3,1)	(2,6)	-	-	(5,5)	(18,8)
Petróleo crudo adquirido ^b	-	-	-	-	-	-	-	-	(0,7)	(0,3)
Gastos de venta y otros	(1,3)	(0,5)	(0,4)	(0,4)	-	(0,0)	(4,7)	(19,6)	(1,3)	(0,6)
Netback operativo/boe	49,8	49,6	9,2	19,6	15,0	22,1	14,8	42,7	45,6	46,4
G&A, G&G & otros									(4,6)	(4,0)
EBITDA Ajustado/boe									41,0	42,4

a) RIK (Regalías en especie) & Otros Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 5.045 bopd y 911 bopd del 3T2023 y 3T2022, 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).

Los costos operativos por boe en Colombia se ven afectados por el mix de regalías y derechos económicos pagados en especie versus los pagados en efectivo, ya que los costos operativos por boe se calculan como los costos operativos totales (incluyendo el costo de producción de barriles que se utiliza para pagar regalías y derechos económicos en especie) dividido por los barriles vendidos a los compradores de GeoPark (luego de las regalías y derechos económicos pagados en especie).

Depreciación: los gastos consolidados por depreciación aumentaron a USD 29,8 millones en el 3T2023 comparado con USD 21,4 millones en el 3T2022.

Bajas por resultados no exitosos de exploración: la baja consolidada por resultados no exitosos de exploración fue de USD 9,3 millones en el 3T2023, comparado con USD 5,9 millones en el 3T2022. Los montos registrados en el 3T2023 corresponden a esfuerzos no exitosos de exploración en el Bloque Llanos 124 (operado por GeoPark con una participación del 50%) y, en menor medida, en el Bloque Llanos 34, ambos en Colombia.

Otros ingresos (gastos): otros ingresos operativos (gastos) mostraron una ganancia de USD 3,6 millones en el 3T2023, comparado con una pérdida de USD 2,6 millones en el 3T2022.

RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y UTILIDADES DEL PERÍODO

Gastos financieros: los gastos financieros netos disminuyeron a USD 12,5 millones en el 3T2023 de USD 14,1 millones en el 3T2022, 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 4,0 millones en el 3T2023 comparado con una ganancia de USD 11,5 millones en el 3T2022. Las pérdidas por cambio de divisas en el 3T2023 reflejaron la revaluación de la moneda local en Colombia (el peso colombiano revaluó aproximadamente 3% desde el 30 de junio al 30 de septiembre de 2023).

Impuesto a las ganancias: los impuestos a las ganancias totalizaron USD 41,2 millones en el 3T2023, comparado con USD 70,2 millones en el 3T2022, principalmente como resultado de menores ganancias antes del impuesto a las ganancias y el efecto de las fluctuaciones del peso colombiano sobre los impuestos a las ganancias diferidos, parcialmente contrarrestado por los efectos de la reforma tributaria en Colombia aplicable al año fiscal 2023.

Utilidad neta: la utilidad neta disminuyó a USD 24,8 millones en el 3T2023 comparado con USD 73,4 millones en el 3T2022.

BALANCE

Efectivo y equivalentes de efectivo: el efectivo y los equivalentes de efectivo totalizaron USD 106,3 millones al 30 de septiembre de 2023 comparado con USD 128,8 millones al 31 de diciembre de 2022.

Esta disminución neta se ve explicada por lo siguiente:

Efectivo y equivalentes de efectivo (en millones de USD)	9M2023
Flujos de efectivo generado por las actividades operativas	190,3
Flujo de caja utilizado en las actividades de inversión	(132,4)
Flujo de caja utilizado en las actividades de financiación	(81,0)
Traducción en divisa	0,5
Disminución neta en efectivo y equivalentes de efectivo	(22,5)

Los flujos de caja de las actividades operativas de USD 190,3 millones en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2023 incluyeron pagos de impuesto a las ganancias por USD 125,3 millones⁵ (incluyendo retención y auto retención de impuestos a las ganancias actuales pagados en el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2023)

Los flujos de caja utilizados en las actividades de financiación incluyeron, principalmente, USD 27,5 millones relativos a los pagos de intereses, USD 23,6 millones relativos a la ejecución del programa de recompra de acciones de la Compañía y USD 22,3 millones relativos a los pagos de dividendos.

Deuda financiera: la deuda financiera total, neta de costos de emisión, fue de USD 493,3 millones, correspondiente al Bono 2027. Al 30 de septiembre de 2023, la deuda financiera de corto plazo fue de USD 5,7 millones y corresponde al interés devengado sobre el Bono 2027.

EBITDA Ajustado (en millones de USD)	30 septiembre 2023	31 diciembre 2022
Bono 2027	493,3	497,6

⁵ Incluye pagos de impuestos a las ganancias y retención de impuestos actuales de clientes por USD 19,7 millones (incluidos dentro del ítem "Cambio en el capital disponible" en el Estado de Flujo de Caja). Para más detalles, remitirse al Estado de Flujo de Caja al 30 de septiembre de 2023, disponible en la página web de la Compañía.

Deuda financiera	493,3	497,6
------------------	-------	-------

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 13 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 30 de septiembre 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
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
3Q2023	493,3	106,3	387,0	0,8x	15,5x

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

Cláusulas sobre Bono 2027: el Bono 2027 prevé cláusulas de contracción de deuda 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 para que GeoPark contraiga nueva deuda

CONTRATOS DE GESTIÓN DE RIESGO DE COMMODITIES

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
4T2023	Zero cost collar	Brent	9.000	69,4	91,8
1T2024	Zero cost collar	Brent	8.500	65,6	92,0
2T2024	Zero cost collar	Brent	9.000	67,5	97,0
3T2024	Zero cost collar	Brent	7.000	66,4	99,3
4Q2024	Zero cost collar	Brent	1.000	70,0	96,0

INFORMACIÓN SELECCIONADA SEGÚN SEGMENTO DE NEGOCIO

Colombia (En millones de USD)	3T2023	3T2022
Venta de petróleo crudo	178,0	243,6
Venta de gas	0,3	0,1
Ingresos	178,3	243,7
Costos operativos y de producción ^a	(48,9)	(81,6)
EBITDA Ajustado	115,6	139,1
Gastos de capital	41,3	36,7
Chile (En millones de USD)	3T2023	3T2022
Venta de petróleo crudo	1,0	3,0
Venta de gas	2,4	4,2
Ingresos	3,4	7,1

Costos operativos y de producción ^a	(1,9)	(2,9)
EBITDA Ajustado	1,0	3,6
Gastos de capital	0,0	0,2

Brasil	3T2023	3T2022
(En millones de USD)		
Venta de petróleo crudo	0,1	0,2
Venta de gas	2,6	4,3
Ingresos	2,7	4,5
Costos operativos y de producción ^a	(1,4)	(1,2)
EBITDA Ajustado	0,6	2,5
Gastos de capital	0,0	0,0

Ecuador	3T2023	3T2022
(En millones de USD)		
Venta de petróleo crudo	5,6	1,9
Venta de gas	0,0	0,0
Ingresos	5,6	1,9
Costos operativos y de producción ^a	(4,1)	(0,6)
EBITDA Ajustado	0,7	0,7
Gastos de capital	2,8	6,4

- 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)

	3T2023	3T2022	9M2023	9M2022
INGRESOS				
Venta de petróleo crudo:	184,7	248,7	533,6	784,1
<u>Ventas de petróleo crudo adquirido:</u>	2,2	1,0	4,1	6,3
Venta de gas	5,3	8,6	19,1	28,2
INGRESO TOTAL	192,1	258,2	556,9	818,6
Contratos de gestión de riesgo de commodities	0,0	23,0	0,0	(70,7)
Costos operativos y de producción:	(58,2)	(87,1)	(171,4)	(282,8)
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	(2,6)	(2,3)	(7,6)	(8,0)
Gastos administrativos (G&A)	(11,6)	(14,3)	(32,3)	(35,1)
Gastos de venta	(3,8)	(2,0)	(8,3)	(5,2)
Depreciación	(29,8)	(21,4)	(86,4)	(66,2)
Bajas por resultados no exitosos de exploración	(9,3)	(5,9)	(21,5)	(5,9)
Otros	3,6	(2,6)	(2,8)	2,7
GANANCIA OPERATIVA	80,5	145,4	226,6	347,4
Costos financieros, neto	(10,6)	(13,3)	(29,9)	(44,0)
Ganancia por Cambio de Divisas (pérdida)	(4,0)	11,5	(16,9)	12,0
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	65,9	143,6	179,7	315,4
Impuesto a las ganancias:	(41,2)	(70,2)	(94,9)	(143,1)
RESULTADOS PARA EL PERIODO	24,8	73,4	84,8	172,2

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

(En millones de USD)	Sep '23	Dic '22
Activo no corriente		
Propiedad, planta y equipos	699,9	666,8
Otros activos no corrientes	63,2	69,0
Total activo no corriente	763,1	735,8
Activo corriente		
Existencias	12,2	14,4
Créditos comerciales	63,3	71,8
Otros activos corrientes	27,1	23,1
Efectivo en bancos y en caja	106,3	128,8
Total activo corriente	208,9	238,1
Total activo	972,0	974,0
Total patrimonio neto	157,4	115,6
Pasivo no corriente		
Préstamos	487,6	485,1
Otros pasivos no corrientes	135,8	144,1
Total pasivo no corriente	623,4	629,2
Pasivo corriente		
Préstamos	5,7	12,5
Otros pasivos corrientes	185,5	216,6
Total pasivo corriente	191,2	229,2
Total pasivo	814,6	858,4
Total pasivo y patrimonio	972,0	974,0

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

(En millones de USD)	3T2023	3T2022	9M2023	9M2022
Flujo de caja generado por las actividades operativas	92,6	141,1	190,3	354,1
Flujo de caja utilizado en las actividades de inversión	(44,1)	(42,6)	(132,4)	(100,1)
Flujo de caja utilizado en las actividades de financiación	(28,6)	(127,5)	(81,0)	(262,4)

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

9M2023 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Ecuador	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	331,2	3,6	4,5	2,2	(7,4)	334,0
Depreciación	(71,7)	(7,8)	(1,7)	(5,1)	(0,0)	(86,4)
Bajas por resultados no exitosos de exploración	(21,5)	-	-	-	-	(21,5)
Pago basado en acciones	(0,9)	(0,1)	(0,0)	(0,0)	(4,3)	(5,3)
Contabilización de contratos de arrendamiento- NIIF 16	6,1	0,7	0,7	0,0	-	7,6
Otros	2,2	(2,2)	(0,2)	(0,5)	(1,1)	(1,9)
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	245,4	(5,9)	3,3	(3,4)	(12,8)	226,6
Costos financieros, neto						(29,9)
Cargos por cambio de divisas, neto						(16,9)
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						179,7

9M2022 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Ecuador	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	401,1	9,1	10,0	1,5	(13,0)	408,7
Depreciación	(52,8)	(10,9)	(2,2)	(0,0)	(0,2)	(66,2)
Contratos de gestión de riesgo de commodities no obtenidos	10,3	-	-	-	-	10,3
Bajas por resultados no exitosos de exploración	(5,9)	-	-	-	-	(5,9)
Pago basado en acciones	(1,2)	(0,2)	(0,0)	(0,0)	(6,1)	(7,6)
Contabilización de contratos de arrendamiento- NIIF 16	3,4	0,8	1,0	0,0	0,1	5,4
Otros	1,6	0,5	0,4	(0,0)	0,2	2,7
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	356,4	(0,7)	9,2	1,5	(19,1)	347,4
Costos financieros, neto						(44,0)
Cargos por cambio de divisas, neto						12,0
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						315,4

(a) Incluye Argentina y Corporativo.

RETORNO SOBRE EL CAPITAL PROMEDIO EMPLEADO DE LOS ÚLTIMOS DOCE MESES

(En millones de USD)	Sep '2023	Sep '2022
Ingresos operativos de los últimos doce meses	308,3	
Total de activos- al cierre del período	972,0	902,7
Pasivo actual- al cierre del período	(191,2)	(204,8)
Capital empleado- al cierre del período	780,8	697,9
Capital promedio empleado	739,4	-
Retorno promedio sobre el capital promedio empleado	42%	

INFORMACIÓN DE TELECONFERENCIA

Fecha de reporte y conferencia telefónica de los resultados financieros del 3T2023

Conjuntamente con el comunicado de prensa de resultados del 3T2023 GeoPark realizará una conferencia telefónica sobre éstos el 9 de noviembre 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/344411932>

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

Participantes de Estados Unidos: +1 (646) 904-5544

Participantes internacionales: +1 (833) 470-1428

Código de entrada: 865697

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
G&A	Gastos administrativos
G&G	Gastos geológicos y geofísicos
LTM	Últimos doce meses
Mboe	Miles de barriles de petróleo equivalente
Mcfpd	Miles de pies cúbicos por día
Deuda Neta	Préstamos corrientes y no corrientes menos el efectivo y equivalentes de efectivo.
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%.

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 guía de producción, retornos a los accionistas, EBITDA Ajustado, gastos de capital, impuesto a las ganancias en efectivo y flujo de efectivo libre. 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.

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.