



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK REPORTA LOS RESULTADOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE DEL 2021

**PRODUCCIÓN RENTABLE DE BAJO BREAKEVEN
REDUCCIÓN DE DEUDA Y FORTALECIMIENTO DEL BALANCE
POSICIONADA PARA ACELERAR EL CRECIMIENTO DEL FLUJO DE EFECTIVO LIBRE EN EL 2S2021
AUMENTANDO RETORNO DE CAPITAL A LOS ACCIONISTAS**

Bogotá, Colombia- 4 de agosto de 2021 - GeoPark Limited ("GeoPark" o la "Compañía") (NYSE: "GPRK"), la compañía latinoamericana independiente líder en exploración, operación y consolidación de petróleo y gas con operaciones y plataformas de crecimiento en Colombia, Ecuador, Chile, Brasil y Argentina informa sus resultados financieros consolidados correspondientes al trimestre finalizado el 30 de junio de 2021 ("Segundo Trimestre" o "2T2021"). Para analizar los resultados financieros del 2T2021 se realizará una conferencia telefónica el 5 de agosto de 2021 a las 10 de la mañana (hora de verano 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 juntamente con los estados contables y las notas de los estados contables de GeoPark para el período finalizado el 30 de junio de 2021 disponible en el sitio web de la Compañía.

DATOS MÁS SIGNIFICATIVOS DEL SEGUNDO TRIMESTRE 2021

Operaciones y producción de petróleo y gas

- Producción consolidada de petróleo y gas de 36.489 boepd, afectada por los recortes gestionados debido a las extensas protestas y manifestaciones que impactaron la logística en general en toda Colombia¹.
- Producción restablecida hacia finales del 2T2021.
- Operaciones de perforación y de campo normalizadas hacia finales del 2T2021 y actualmente reactivadas en su totalidad con tres equipos de perforación operados y tres equipos de *workover* en Colombia

Sólido flujo de efectivo libre a partir de barriles rentables

- Ingresos por USD 165,6 millones.
- Ganancia operativa de USD 19,2 millones/ Pérdida Neta de USD 2,5 millones.
- Netback operativo de USD 74,2 millones/ EBITDA Ajustado de USD 60,5 millones (ambos incluyen pérdidas por cobertura de protección de flujos de efectivo de USD 35,7 millones).
- Gastos de capital por USD 34,4 millones.

Aceleramiento de la producción y de flujos de efectivo

- Programa de trabajo 2021 de USD 125-140 millones, apuntando a una producción promedio de 38.000-40.000² boepd y *netbacks* operativos de USD 340-390 millones asumiendo un precio del petróleo Brent de USD 60-65 por bbl³.
- Se espera que la producción del 2S2021 promedie los 39.000- 42.000 boepd (excluyendo la producción potencial del programa de perforación de exploración del 2S2021)
- El programa de perforación del 2S2021 incluye prospectos de exploración en los bloques CPO-5 (no operado por GeoPark con una participación del 30%) y Llanos 94 (no operado por GeoPark con una participación del 50%).

¹ Remitirse a los comunicados de la Compañía del 17 de mayo, 1 junio y 1 julio de 2021.

² La producción 2021 contempla la producción total del año del yacimiento de gas Manatí en Brasil (actualmente en proceso de venta sujeto a determinadas condiciones y aprobaciones regulatorias) y excluye la producción potencial del programa de perforación de exploración 2021.

³ Estimación del precio Brent desde julio a diciembre 2021, utilizando un diferencial Brent/ Vasconia de USD 3-4 por bbl.

Reducción exitosa de deuda y de costos

- USD 85,0 millones en efectivo y equivalentes de efectivo al 30 de junio de 2021
- Desapalancamiento estratégico ejecutado en abril de 2021 dio como resultado una significativa reducción de deuda con vencimientos extendidos y menor costo de deuda.

Gestión y consolidación continua del portafolio

- Perú: acuerdo ejecutado para transferir el contrato y operación del bloque Morona a Petroperú.
- Brasil: se espera completar el proceso de desinversión del yacimiento de gas Manatí hacia finales del 2021.
- Brasil: se finalizó el *farm-out* del bloque REC-T-128 durante mayo de 2021.
- Argentina: se inició durante mayo de 2021 un proceso para evaluar oportunidades de *farm-out*/ desinversión.
- Iniciativa de reestructuración de la gestión del activo para efectuar mejoras en costos.

Acciones de ESG +

- Proyecto solar fotovoltaico y de conexión a la red eléctrica nacional en marcha para seguir mejorando los costos líderes en la industria y la reducción de la huella de carbono en el bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%)
- Actualmente desarrollando una política estratégica de mediano y largo plazo para la reducción de gases de efecto invernadero.
- Reporte de anual de sostenibilidad de GeoPark (Reporte SPEED/ESG 2020) a ser publicado en agosto de 2021.

Liderando el gobierno corporativo

- Los accionistas reeligieron a todos los Directores de GeoPark en la AGM⁴ celebrada el 15 de julio de 2021, donde cada Director recibió al menos 70,9% de las acciones votadas.
- Elección de nueva Presidenta Independiente del Directorio, Sylvia Escovar.
- El Directorio de GeoPark está compuesto ahora por una mayoría de Directores independientes y los comités clave están conformados únicamente por Directores independientes (Comités de Nominación y Gobierno Corporativo, de Auditoría y de Compensación).

Aumento de retorno en capital a los accionistas

- Dividendo trimestral de USD 0,0205 por acción (USD 1,25 millones) pagado el 28 de mayo de 2021.
- Duplicación del dividendo trimestral a USD 0,041 (desde USD 0,0205 por acción) o USD 2,5 millones (desde USD 1,25 millones) que se pagará el 31 de agosto de 2021.
- Reanudación del programa discrecional de recompra de acciones, tras adquirir 241.927 acciones por USD 2,9 millones desde el 6 de noviembre de 2020, mientras se ejecutan programas de trabajo flexibles y auto financiados y se liquida la deuda.

James F. Park, CEO de GeoPark, expresó: "Nuevamente, gracias a las mujeres y hombres de GeoPark por sus esfuerzos, fuerza de carácter y profesionalismo para manejar nuestro negocio, inclusive en momentos de volatilidad como el reciente período de protestas en Colombia, y continuar entregando valor de manera consistente a lo largo de los 19 años de nuestra historia. También queremos agradecer a nuestros accionistas por su importante apoyo y por las muchas conversaciones constructivas que tuvimos con ellos antes de nuestra Asamblea General Anual. Sus votos y sus mensajes fueron claros, y los vemos como un positivo impulso adicional para todos los cambios y mejoras continuas que hemos estado promoviendo e implementando. En este momento, tenemos en el campo seis taladros operando en Colombia y anticipamos una segunda mitad de 2021 activa, con aumento de la producción y de los flujos de caja, y aumento del retorno para nuestros accionistas. También estamos comenzando nuestro proceso de asignación de capital para construir nuestro presupuesto y programa de trabajo 2022, seleccionando los proyectos que agreguen más valor a los accionistas, basados en parámetros estratégicos, técnicos, económicos, y ambientales y sociales. Nuestra enorme extensión orgánica de territorio y nuestro amplio inventario de nuevos proyectos inorgánicos nos proporcionan una abundante y emocionante serie de oportunidades."

⁴ Asamblea General Anual

DESEMPEÑO OPERATIVO CONSOLIDADO

Indicadores clave de desempeño:

Indicadores Clave	2T2021	1T2021	2T2020	1S2021	1S2020
Producción de petróleo ^a (bopd)	30.962	32.877	32.504	31.914	36.683
Producción de gas (mcfpd)	33.162	31.522	26.448	32.348	27.827
Producción neta promedio (boepd)	36.489	38.131	36.912	37.305	41.322
Precio de petróleo Brent (USD por bbl)	68,7	61,1	33,1	64,6	42,0
Precio obtenido combinado (USD por boe)	50,7	44,7	17,8	47,7	27,0
- Petróleo (USD por bbl)	57,0	49,8	18,6	53,4	28,9
- Gas (USD por mcf)	4,2	3,6	2,8	3,9	3,3
Venta de Petróleo crudo (en millones de USD)	153,8	137,3	49,0	291,2	172,8
Venta de gas (en millones de USD)	11,7	9,3	6,6	21,0	16,1
Ingresos (en millones de USD)	165,6	146,6	55,7	312,2	188,9
Contratos de gestión de riesgo de commodities ^b (en millones de USD)	-47,7	-47,3	-9,1	-95,0	22,9
Costos operativos y de producción ^c (en millones de USD)	-53,0	-44,3	-20,7	-96,0	-61,8
Gastos de venta, G&G y G&A ^d (en millones de USD)	-16,7	-14,8	-15,9	-32,8	-35,0
EBITDA Ajustado (en millones de USD)	60,5	66,5	27,8	126,9	105,5
EBITDA Ajustado (USD por boe)	18,5	20,3	8,9	19,4	15,1
Netback operativo (USD por boe)	22,7	24,2	13,0	23,4	19,1
Resultado neto (pérdida) (en millones de USD)	-2,5	-10,3	-19,9	-12,8	-109,4
Gastos de capital (en millones de USD)	34,4	20,3	5,8	54,7	39,5
Adquisición de Amerisur ^e (en millones de USD)	-	-	-	-	272,3
Efectivo y equivalentes de efectivo (en millones de USD)	85,0	187,6	157,5	85,0	157,5
Deuda financiera a corto plazo (en millones de USD)	27,5	5,9	19,9	27,5	19,9
Deuda financiera a largo plazo (en millones de USD)	656,2	767,1	763,5	656,2	763,5
Deuda neta (en millones de USD)	598,7	585,4	625,9	598,7	625,9

a) Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 1.245, 1.101 y 1.286 bopd del 2T2021, 1T2021 y 2T2020, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Brasil, Chile ni Argentina.

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

c) Los costos operativos y de producción incluyen los costos operativos y regalías pagadas en efectivo.

d) Los gastos G&A y G&C incluyen pagos basados en acciones no monetarios por USD 1,6 millones, USD 2,0 millones y USD 2,0 millones en el 2T2021, 1T2021 y 2T2020, respectivamente. Estos gastos se excluyen del cálculo del EBITDA Ajustado.

e) La adquisición de Amerisur se presenta neta de caja.

Producción: la producción de petróleo y gas disminuyó un 1% en el 2T2021 a 36.489 boepd frente a los 36.912 boepd en el 2T2020 debido principalmente a una menor producción de petróleo y gas en Colombia y Chile, parcialmente compensado por el aumento de producción en Brasil y Argentina. El petróleo representó el 85% y 88% de la producción total reportada en el 2T2021 y 2T2020, respectivamente.

La producción de la Compañía durante el 2T2021 en Colombia se vio impactada por una serie de extensas protestas y manifestaciones que afectaron la logística en general, restringiendo el transporte de crudo de la Compañía, la perforación y la movilización de personal, equipos y suministros lo que derivó en recortes de la producción que comenzaron a principios de mayo y se normalizaron hacia finales de junio.

Para más detalles, remitirse a la actualización de Resultados Operacionales del 2T2021 publicados el 22 de julio de 2021.

Precios obtenidos y de referencia del petróleo: los precios del crudo Brent promediaron los USD 68,7 por bbl durante el 2T2021 y el precio de venta consolidado obtenido del petróleo promedió los USD 57,0 por bbl en el 2T2021.

La tabla a continuación presenta un desglose de los precios netos obtenidos y de referencia de petróleo en Colombia, Chile y Argentina durante el 2T2021 y 2T2020:

2T2021- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina
Precio de petróleo Brent (*)	68,7	69,1	68,7
Diferencial del marcador local	(3,2)	-	-
Descuentos comerciales, de transporte y otros	(8,5)	(8,7)	(12,1)
Precio obtenido de petróleo	57,0	60,4	56,6
Peso en mix de venta de petróleo	95%	1%	4%

2T2020- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina
Precio de petróleo Brent*	33,1	29,2	33,1
Diferencial del marcador local	6,5	-	-
Descuentos comerciales y de transporte	8,6	(7,2)	-
Otros	-	-	(1,1)
Precio obtenido de petróleo	18,0	22,0	32,0
Peso en mix de venta de petróleo	95%	1%	4%

(*)El precio especificado de petróleo Brent difiere en cada país ya que las ventas se valúan con diferentes precios de referencia del Brent.

Ingresos: los ingresos consolidados aumentaron un 198% a USD 165,6 millones en el 2T2021 comparado con USD 55,7 millones del 2T2020, reflejando precios de petróleo y gas más altos y, en menor medida, mayores ventas de petróleo y gas (que aumentaron un 4%).

Ventas de petróleo crudo: los ingresos consolidados por petróleo aumentaron un 214% a USD 153,8 millones en el 2T2021, impulsados por un aumento del 206% en los precios obtenidos de petróleo y un 3% de aumento en las ventas de éste. Los ingresos por petróleo representaron el 93% de los ingresos totales en el 2T2021 y 88% en el 2T2020.

(En millones de USD)	2T2021	2T2020
Colombia	145,9	44,6
Chile	1,2	0,5
Argentina	6,6	3,7
Brasil	0,2	0,2
Ingresos por petróleo	153,8	49,0

- Colombia: en el 2T2021, los ingresos por petróleo aumentaron un 227% a USD 145,9 millones reflejando mayores precios obtenidos de petróleo y mayores ventas de éste. Los precios obtenidos aumentaron un 217% a USD 57,0 por bbl debido a mayores precios de petróleo Brent mientras que las ventas de petróleo aumentaron un 3% a 29.267 bopd. Los pagos *earn-out* de Colombia aumentaron a USD 6,0 millones en el 2T2020, comparado con USD 1,9 millones en el 2T2020, en línea con mayores precios de petróleo.

- Chile: en el 2T2021, los ingresos por petróleo aumentaron un 131% a USD 1,2 millones reflejando mayores precios obtenidos, parcialmente contrarrestado por menores volúmenes vendidos. Los precios obtenidos aumentaron un 174% a USD 60,4 por bbl debido a mayores precios de petróleo Brent mientras que las ventas de petróleo disminuyeron un 16% a 212 bopd.
- Argentina: en el 2T2021, los ingresos por petróleo aumentaron un 79% a USD 6,6 millones debido a mayores volúmenes vendidos y mayores precios obtenidos de petróleo. Los precios obtenidos aumentaron un 75% a USD 56,0 por bbl. Las ventas de petróleo aumentaron un 2% a 1.297 bopd.

Ventas de gas: los ingresos consolidados por gas aumentaron un 77% a USD 11,7 millones en el 2T2021 comparado con USD 6,6 millones en el 2T2020, reflejando un incremento en los precios de gas del 53% y un 16% en los volúmenes de venta de éste. Los ingresos por gas representaron el 7% y 12% de los ingresos totales en el 2T2021 y 2T2020, respectivamente.

(En millones de USD)	2T2021	2T2020
Chile	4,5	4,1
Brasil	5,6	1,4
Argentina	1,2	0,8
Colombia	0,6	0,4
Ingresos por gas	11,7	6,6

- Chile: en el 2T2021, los ingresos por gas aumentaron un 10% a USD 4,5 millones reflejando mayores precios de gas, parcialmente contrarrestado por menores ventas de gas. Los precios del gas aumentaron un 39%, a USD 3,6 por mcf (USD 21,8 por boe) en el 2T2021. Las ventas de gas cayeron un 21% a 13.490 mcfpd (2.248 boepd).
- Brasil: en el 2T2021, los ingresos por gas aumentaron un 312% a USD 5,6 millones debido a mayores ventas de gas y mayores precios de éste. Las ventas de gas aumentaron un 214% en el yacimiento de gas Manatí (no operado por GeoPark con una participación del 10%) a 11.284 mcfpd (1.881 boepd). Los precios del gas aumentaron un 31% a USD 5,4 por mcf (USD 32,6 por boe) debido principalmente al impacto del ajuste anual por inflación en vigencia desde enero de 2021.
- Argentina: en el 2T2021, los ingresos por gas aumentaron un 43% a USD 1,2 millones como resultado de mayores precios de gas y mayores ventas de éste. Los precios del gas aumentaron un 13% a USD 2,8 por mcf (USD 17,0 por boe) debido a las condiciones locales del mercado mientras que las ventas aumentaron un 26% a 4.467 mcfpd (744 boed).

Contratos de gestión de riesgo de commodities: los contratos consolidados de gestión de riesgos de commodities tuvieron una pérdida de USD 47,7 millones en el 2T2021 comparado con una pérdida de USD 9,1 millones en el 2T2020.

La siguiente tabla muestra un desglose de los contratos de gestión de riesgos de commodities obtenidos y no obtenidos en el 2T2021 y 2T2020:

(En millones de USD)	2T2021	2T2020
Ganancia (pérdida) obtenida	(35,7)	8,7
Pérdida no obtenida	(12,0)	(17,9)
Contratos de gestión de riesgo de commodities	(47,7)	(9,1)

La parte obtenida de los contratos de gestión de riesgos de commodities registró una pérdida de USD 35,7 millones en el 2T2021 comparado con una ganancia de USD 8,7 millones en el 2T2020. Las pérdidas obtenidas registradas en el 2T2021 reflejaron el impacto de coberturas *zero cost collar* que cubren una parte de la producción de petróleo de la Compañía con un promedio de precios tope por debajo de los precios de petróleo Brent actuales durante el trimestre.

La parte no obtenida de los contratos de gestión de riesgos de commodities tuvo una pérdida de USD 12,0 millones en el 2T2021 comparado con una pérdida de USD 17,9 millones en el 2T2020. Las pérdidas no obtenidas durante el 2T2021 fueron el resultado del incremento en la curva de precios futuros del Brent comparado con el 31 de marzo de 2021, lo que causó que el valor de mercado del portafolio de cobertura de la Compañía desde el 3T2021 en adelante disminuya, medido al 30 de junio de 2021.

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 producción⁵: los costos operativos y de producción consolidados aumentaron a USD 53,0 millones comparado con USD 20,7 millones, principalmente como resultado de mayores regalías en efectivo que aumentaron en USD 21,4 millones y, en menor medida, del aumento de costos operativos.

Menores costos operativos en el período comparado fueron consecuencia principalmente de los cierres temporales de pozos con costos más altos (que se restablecieron gradualmente en el 2S2020 en línea con la recuperación parcial en los precios del petróleo) además de la suspensión de actividades de mantenimiento e intervención de pozo a causa del menor precio del petróleo.

Las regalías consolidadas aumentaron a USD 24,6 millones en el 2T2021 comparado con USD 3,2 millones en el 2T2020, en línea con precios más altos de petróleo y gas y mayores ventas de éstos.

Los costos operativos consolidados aumentaron a USD 28,3 millones en el 2T2021, comparado con USD 17,4 millones en el 2T2020.

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

- Colombia: los costos operativos por boe ascendieron a USD 7,3 en el 2T2021 comparado con USD 7,4 en el 1T2021 o USD 4,8 en el 2T2020. Menores costos por boe en el período comparado se explican por los cierres temporales de pozos con costos más altos y por la suspensión de actividades de mantenimiento e intervención de pozo a causa del menor precio del petróleo. Los costos operativos totales aumentaron a USD 21,0 millones en el 2T2021 comparado con USD 11,7 millones en el 2T2020 debido a mayores costos operativos por boe y, en menor medida, a mayores ventas (que aumentaron un 2%).
- Chile: los costos operativos por boe aumentaron a USD 14,6 en el 2T2021 comparado con USD 6,2 en el 2T2020 debido a la suspensión de actividades de mantenimiento e intervención de pozos en el período comparado a causa de precios de petróleo más bajos. Los costos operativos totales aumentaron a USD 3,3 millones en el 2T2021 desde USD 1,7 millones en el 2T2020 en línea con mayores costos operativos por boe parcialmente contrarrestado por menores ventas de petróleo y gas (que disminuyeron un 21%).
- Brasil: los costos operativos por boe disminuyeron a USD 7,1 en el 2T2021 comparado con USD 20,5 en el 2T2020. El período comparado se vio afectado por el impacto de los costos fijos sobre una menor producción y ventas en el yacimiento de gas Manatí. Los costos operativos totales aumentaron a USD 0,9 millones en el 2T2021 a partir de USD 0,7 millones en el 2T2020, reflejando mayores ventas de gas en el yacimiento Manatí (las ventas en Brasil aumentaron un 181%) y menores costos operativos por boe.
- Argentina: los costos operativos por boe disminuyeron a USD 17,5 en el 2T2021 comparado con USD 20,1 en el 2T2020 debido a los exitosos esfuerzos continuos de reducción de costos y a la devaluación de la moneda local. Los costos operativos totales disminuyeron a USD 3,1 millones en el 2T2021 comparado con USD 3,3 millones en el 2T2020 debido a menores costos operativos por boe y mayores ventas de petróleo y gas, que aumentaron un 10%.

Gastos de venta: los gastos de venta consolidados aumentaron a USD 1,8 millones en el 2T2021 comparado con USD 1,6 millones en el 2T2020.

Gastos administrativos: los gastos G&A consolidados ascendieron a USD 12,7 millones en el 2T2021 comparado con USD 11,3 millones. Los montos registrados en el 2T2021 incluyen honorarios de asesoría y consultoría relativos al proceso de desapalancamiento estratégico ejecutado en abril de 2021 y la Asamblea General Anual.

⁵ Los costos operativos por boe representan las cifras utilizadas en el cálculo de EBITDA Ajustado con ciertos ajustes a las cifras informadas.

Gastos geológicos & geofísicos: los gastos G&G consolidados disminuyeron a USD 2,1 millones en el 2T2021 comparado con USD 3,0 millones en el 2T2020.

EBITDA Ajustado: el EBITDA Ajustado consolidado⁶ aumentó un 118% a USD 60,5 millones, o USD 18,5 por boe, en el 2T2021 comparado con USD 27,8 millones, o USD 8,9 por boe, en el 2T2020.

(En millones de USD)	2T2021	2T2020
Colombia	57,3	28,4
Chile	1,4	2,3
Brasil	3,7	-0,2
Argentina	1,6	0,4
Corporativo, Ecuador y Otro	-3,5	-3,1
EBITDA Ajustado	60,5	27,8

⁶ Ver "Conciliación del EBITDA Ajustado a los resultados antes del impuesto a las ganancias y EBITDA Ajustado por boe" incluida en este comunicado de prensa.

La siguiente tabla muestra la producción, volúmenes vendidos y el desglose de los componentes más significativos del EBITDA Ajustado para el 2T2021 y el 2T2020, sobre una base por país y por barril:

EBITDA Ajustado/boe	Colombia		Chile		Brasil		Argentina		Total	
	2T21	2T20								
Producción (boepd)	29.571	31.072	2.584	3.101	2.080	679	2.254	2.060	36.489	36.912
Existencias, RIK ^a & Otros	(75)	(2.262)	(124)	(3)	(170)	-	(212)	(198)	(581)	(2.464)
Volumen de ventas (boepd)	29.496	28.810	2.460	3.098	1.910	679	2.042	1.862	35.908	34.448
% Petróleo	99,2%	98,7%	9%	8%	2%	12%	64%	68%	86%	87%
(USD por boe)										
Precio obtenido de petróleo	57,0	18,0	60,4	22,0	71,3	29,0	56,0	32,0	57,0	18,6
Precio obtenido de gas ^b	26,9	12,8	21,8	15,7	32,6	24,8	17,0	15,0	25,3	16,6
Earn-out	(2,2)	(0,7)	-	-	-	-	-	-	(2,1)	(0,7)
Precio combinado	54,6	17,2	25,1	16,2	33,2	25,3	41,8	26,6	50,7	17,8
Contratos de gestión de riesgo de commodities obtenidos	(13,3)	3,3	-	-	-	-	-	-	(10,9)	2,8
Costos operativos	(7,3)	(4,8)	(14,6)	(6,2)	(7,1)	(20,5)	(17,5)	(20,1)	(8,4)	(6,0)
Regalías en efectivo	(8,7)	(0,9)	(0,9)	(0,5)	(3,0)	(0,9)	(6,1)	(3,9)	(7,7)	(1,0)
Gastos de venta y otros	(0,9)	(0,5)	(0,3)	(0,2)	(0,0)	(0,1)	(1,9)	(0,9)	(0,9)	(0,5)
Netback operativo/boe	24,2	14,3	9,3	9,2	23,1	3,9	16,2	1,7	22,7	13,0
G&A, G&G & otros									(4,2)	(4,1)
EBITDA Ajustado/boe									18,5	8,9

a) Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia para aproximadamente 1.245 y 1.286 bopd del 2T2021 y el 2T2020, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Brasil, Chile ni Argentina.

b) Tasa de conversión de USD mcf/USD boe=1/6

Depreciación: los gastos consolidados por depreciación disminuyeron un 12% a USD 20,6 millones en el 2T2021 comparado con USD 23,3 millones en el 2T2020 en línea con menores costos por depreciación por boe, parcialmente compensado por mayores volúmenes de ventas de petróleo y gas, que aumentaron un 4%.

Bajas por resultados no exitosos de exploración: la baja consolidada por resultados no exitosos de exploración fue de USD 8,1 millones en el 2T2021, comparado con cero en el 2T2020. Los montos registrados en el 2T2021 reflejan los costos de exploración no exitosos en los que se incurrió en el bloque Llanos 32 en Colombia y otros costos de exploración afrontados en el bloque Fell en Chile.

Otros ingresos (gastos): otros gastos operativos mostraron una pérdida de USD 0,4 millones en el 2T2021, comparado con una pérdida de USD 7,4 millones en el 2T2020. El período comparado incluye la reducción de USD 6,0 millones de créditos impositivos de valor agregado en Perú.

RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y GANANCIAS DEL PERÍODO

Gastos financieros: los gastos financieros netos aumentaron a USD 20,6 millones en el 2T2021 comparado con USD 15,9 millones en el 2T2020. Los montos registrados en el 2T2021 incluyen USD 6,3 millones relativos a los costos por única vez asociados al proceso de desapalancamiento estratégico ejecutado en abril de 2021 que resultó en una significativa reducción de deuda con extensión de vencimientos y menor costo de deuda.

Para mayor información acerca del proceso de desapalancamiento estratégico, remitirse al comunicado publicado el 22 de abril de 2021.

Cambio de divisas: los gastos netos por cambio de divisas ascendieron a una ganancia de USD 1,8 millones en el 2T2021 comparado con una ganancia de USD 4,7 millones en el 2T2020.

Impuesto a las ganancias: los impuestos a las ganancias totalizaron una pérdida de USD 2,9 millones en el 2T2021, en comparación con USD 12,1 millones de ganancia en el 2T2020, principalmente como resultado de pérdidas operativas y pérdidas antes del impuesto registradas en el período comparado en contraste con las ganancias registradas en el 2T2021.

Resultado: pérdidas de USD 2,5 millones en el 2T2021, en comparación con una pérdida de USD 19,9 millones registrada en el 2T2020, debido principalmente a mayores ganancias operativas registradas en el 2T2021, parcialmente contrarrestado por mayores costos financieros e impuesto a las ganancias.

BALANCE

Efectivo y equivalentes de efectivo: el efectivo y los equivalentes de efectivo totalizaron USD 85,0 millones al 30 de junio de 2021 comparado con USD 201,9 millones al 31 de diciembre de 2020.

La disminución neta en el efectivo y equivalentes de efectivo al 30 de junio de 2021 se explica a partir de lo siguiente:

(En millones de USD)	30 junio 2021
Flujo de efectivo generado por las actividades operativas	78,9
Flujo de efectivo utilizado en las actividades de inversión	-53,6
Flujo de efectivo utilizado en las actividades de financiación	-141,9
Disminución neta en efectivo y equivalentes de efectivo	-116,6

El flujo de efectivo generado por las actividades operativas se muestra neto del pago de impuestos en efectivo por USD 61,3 millones

Los flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión incluyeron los gastos de capital incurridos por la Compañía como parte de su programa de trabajo 2021 de USD 125-140 millones, parcialmente compensado por los ingresos de la venta de activos de USD 1,1 millones.

Los flujos de efectivo utilizados en las actividades de financiación incluyeron el proceso de desapalancamiento estratégico ejecutado en abril 2021 a través de una oferta para la adquisición de USD 255,0 millones de los bonos 2024 que fue financiada con una combinación de efectivo y equivalentes de efectivo y fondos obtenidos de la reapertura de los Bonos 2027.

Deuda financiera: la deuda financiera total, neta de costos de emisión, fue de USD 683,7 millones, incluyendo el remanente del Bono 2024, el Bono 2027 y otros préstamos bancarios de corto plazo por un total de USD 13,2 millones. Al 30 de junio de 2021, la deuda financiera a corto plazo era de USD 27,5 millones.

(En millones de USD)	30 junio 2021	31 dic 2020
Bonos 2024	171,7	428,7
Bonos 2027	498,8	352,1
Otros préstamos bancarios	13,2	3,7
Deuda financiera	683,7	784,6

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 12 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 30 de junio de 2021, 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
2T2020	783,4	157,5	625,9	2,3x	7,2x
3T2020	772,2	163,7	608,4	2,5x	5,7x
4T2020	784,6	201,9	582,7	2,7x	4,5x
1T2021	773,0	187,6	585,4	2,8x	4,1x
2T2021	683,7	85,0	598,7	2,5x	4,9x

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

Cláusulas sobre Bonos 2024 y 2027: el Bono 2024 y 2027 prevé compromisos que estipulan, entre otras cosas, 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. A la fecha, la Compañía podría cumplir estos compromisos si eligiera incurrir en más deuda.

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 12 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 30 de junio de 2021, disponible en la página web de la Compañía.

CONTRATOS DE GESTIÓN DE RIESGO DE COMMODITIES RELATIVOS AL PETRÓLEO

GeoPark cuenta con coberturas de petróleo que proveen protección de precio para los próximos 12 meses, alcanzando ahora 20.000 bopd en el 3T2021, 19.500 bopd en el 4T2021, 14.500 bopd en el 1T2022, 8.000 bopd en el 2T2022 y 1.000 bopd en el 3T2022. Las coberturas incluyen una porción que protege el marcador local Vasconia en Colombia.

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

Período	Tipo	Referencia	Volumen (bopd)		
				Purchased Put	Sold Call
3T2021	Zero cost collar	Brent	18.000	43,2	60,6
	Zero cost collar	Vasconia	2.000	41,5	68,6
4T2021	Zero cost collar	Brent	19.500	43,7	62,7
1T2022	Zero cost collar	Brent	14.500	49,1	74,8
2T2022	Zero cost collar	Brent	8.000	50,6	77,3
3T2022	Zero cost collar	Brent	1.000	52,0	80,0

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 4 de los estados financieros consolidados de GeoPark para el período finalizado el 30 de junio de 2021, disponible en la página web de la Compañía.

**INFORMACIÓN SELECCIONADA SEGÚN SEGMENTO DE NEGOCIO
(SIN AUDITAR)**

Colombia (En millones de USD)	2T2021	2T2020
Venta de petróleo crudo:	145,9	44,6
Venta de gas:	0,6	0,4
Ingresos	146,4	45,0
Costos operativos y de producción ^a	-43,8	-14,0
EBITDA Ajustado	57,3	28,4
Gastos de capital	32,7	4,7

Chile (En millones de USD)	2T2021	2T2020
Venta de petróleo crudo:	1,2	0,5
Venta de gas:	4,5	4,1
Ingresos	5,6	4,6
Costos operativos y de producción ^a	-3,5	-1,9
EBITDA Ajustado	1,4	2,3
Gastos de capital	1,6	0,9

Brasil (En millones de USD)	2T2021	2T2020
Venta de petróleo crudo:	0,2	0,2
Venta de gas:	5,6	1,4
Ingresos	5,8	1,6
Costos operativos y de producción ^a	-1,4	-0,8
EBITDA Ajustado	3,7	-0,2
Gastos de capital	0,0	0,0

Argentina (En millones de USD)	2T2021	2T2020
Venta de petróleo crudo:	6,6	3,7
Venta de gas:	1,2	0,8
Ingresos	7,8	4,5
Costos operativos y de producción ^a	-4,3	-4,0
EBITDA Ajustado	1,6	0,4
Gastos de capital	0,0	0,0

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

ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO
(INFORMACION TRIMESTRAL SIN AUDITAR)

(En millones de USD)

	2T2021	2T2020	1S2021	1S2020
INGRESOS				
Venta de petróleo crudo:	153,9	49,0	291,2	172,8
Venta de gas:	11,8	6,6	21,0	16,1
INGRESO TOTAL	165,6	55,7	312,2	188,9
Contratos de gestión de riesgo de commodities	-47,7	-9,1	-95,0	22,9
Costos operativos y de producción:	-53,0	-20,7	-96,0	-61,8
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	-2,1	-3,0	-5,2	-7,4
Gastos administrativos (G&A)	-12,7	-11,3	-24,0	-24,0
Gastos de venta	-1,8	-1,6	-3,6	-3,6
Depreciación	-20,6	-23,3	-43,2	-62,6
Bajas por resultados no exitosos de exploración	-8,1	-	-8,1	-3,2
Pérdida por deterioro en activos no financieros	-	-	-	-97,5
Otros operativos	-0,4	-7,4	-2,1	-7,7
RESULTADO OPERATIVO	19,2	-20,9	35,1	-56,0
Costos financieros, neto	-20,6	-15,9	-36,1	-29,2
Ganancia por Cambio de Divisas (pérdida)	1,8	4,7	4,5	-6,1
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	0,4	-32,0	3,5	-91,3
Impuesto a las ganancias:	-2,9	12,1	-16,3	-18,1
PÉRDIDA DEL PERÍODO	-2,5	-19,9	-12,8	-109,4

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

(En millones de USD)	Jun '21	Dic '20
Activo no corriente		
Propiedad, planta y equipos	615,1	614,7
Otros activos no corrientes	56,1	54,0
Total activo no corriente	671,2	668,7
Activo corriente		
Existencias	9,2	13,3
Créditos comerciales	47,4	46,9
Otros activos corrientes	19,4	29,5
Efectivo en bancos y en caja	85,0	201,9
Total activo corriente	160,9	291,6
Total activo	832,1	960,3
Patrimonio neto		
Atribuible a propietarios de GeoPark	-120,1	-109,2
Total patrimonio neto	-120,1	-109,2
Pasivo no corriente		
Préstamos	656,2	766,9
Otros pasivos no corrientes	94,8	105,9
Total pasivo no corriente	751,0	872,8
Pasivo corriente		
Préstamos	27,5	17,7
Otros pasivos corrientes	173,8	179,0
Total pasivo corriente	201,3	196,7
Total pasivo	952,3	1.069,5
Total pasivo y patrimonio	832,1	960,3

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

(En millones de USD)	2T2021	2T2020	1S2021	1S2020
Flujo de efectivo generado por las actividades operativas	42,5	7,9	78,9	45,9
Flujo de efectivo utilizado en las actividades de inversión	-33,3	-5,8	-53,6	-311,8
Flujo de efectivo (utilizado) de las actividades de financiación	-112,2	-9,5	-141,9	313,7

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

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

1S2020 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	104,7	5,2	0,6	2,5	-7,6	105,5
Depreciación	-35,6	-16,1	-1,6	-9,0	-0,3	-62,6
Contratos de gestión de riesgo de commodities no obtenidos	8,6	0,0	0,0	0,0	0,0	8,6
Bajas por resultados no exitosos de exploración y deterioro	0,0	-53,5	0,0	-16,2	-31,0	-100,7
Pago basado en acciones	-0,2	0,0	0,0	-0,1	-3,6	-3,9
Contabilización de contratos de arrendamiento- NIIF 16	2,9	0,1	1,1	0,5	0,3	4,8
Otros	-1,2	0,1	0,0	-0,3	-6,1	-7,6
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	79,2	-64,3	0,1	-22,6	-48,4	-56,0
Costos financieros, neto						-29,2
Cargos por cambio de divisas, neto						-6,1
PÉRDIDA ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						-91,3

(a) Incluye Perú, Ecuador y Corporativo.

REELECCIÓN DE LOS DIRECTORES EN LA ASAMBLEA GENERAL ANUAL

En la Asamblea General Anual celebrada el 15 de julio de 2021, los accionistas reeligieron a todos los muy calificados Directores de GeoPark para ejercer por un período que finaliza en la Asamblea General Anual del 2022. Cada Director de GeoPark recibió el apoyo afirmativo de al menos 70,9% de las acciones votadas y el quorum general fue del 84.3% de las acciones en circulación.

Además, los accionistas aprobaron la designación de Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L. (Miembro de Ernst & Young Global) como auditor independiente de la Compañía para el año fiscal que finaliza el 31 de diciembre de 2021 y determinados cambios a los estatutos de la Compañía.

Para información adicional sobre los resultados de la Asamblea General Anual de Accionistas de 2021 remitirse al Formulario 6-K que se presentó ante la Comisión de Valores y Bolsa el 22 de julio de 2021.

INFORMACIÓN DE TELECONFERENCIA

El equipo directivo de GeoPark tendrá una conferencia telefónica el 5 de agosto de 2021 a las 10 de la mañana (hora de verano del Este) a fin de tratar los resultados financieros del 2T2021.

Para escuchar la conferencia, los participantes pueden acceder al webcast (difusión por Internet) ubicado en la sección Apoyo al Inversor (Investor Support) de la página Web de la Compañía www.geo-park.com, o haciendo clic en el siguiente enlace:

<https://event.on24.com/wcc/r/3329548/DD55368837B5F74936B9ACBDB1945AE1>

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

Participantes de Estados Unidos: 1 844-200-6205

Participantes internacionales: +44 208-0682-558

Código de entrada: 931620

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

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

Para mayor información, comunicarse con:

INVERSORES:

Stacy Steimel
Shareholder Value Director
T: +562 2242 9600

ssteimel@geo-park.com

Miguel Bello
Market Access Director
T: +562 2242 9600

mbello@geo-park.com

Diego Gully
Investor Relations Director
T: +5411 4312 9400

dgully@geo-park.com

MEDIOS:

Departamento de Comunicaciones

communications@geo-park.com

GLOSARIO

Bonos 2024	Bonos Senior al 6,500% con vencimiento 2024
Bonos 2027	Bonos Senior al 5,500% con vencimiento 2027
EBITDA Ajustado	El EBITDA Ajustado se define como las ganancias para el ejercicio antes del costo financiero neto, impuesto a las ganancias, depreciación, amortización (el efecto de la NIIF 16) ciertos rubros no monetarios, como las desvalorizaciones y bajas de activos por esfuerzos no exitosos, devengo de pagos basados en acciones, resultados no obtenidos en contratos de gestión de riesgo de commodities y otros eventos no recurrentes.
EBITDA Ajustado por boe	EBITDA Ajustado dividido por el total de las ventas de boe.
Netback operativo por boe	Ingresos, menos costos operativos y de producción (neto de cargos por depreciación y devengo de opciones de compra de acciones y adjudicaciones de acciones, el efecto de la NIIF 16), gastos de venta y resultados obtenidos por contratos de gestión de riesgo de commodities, divididos por los volúmenes totales de ventas de boe. El netback operativo es equivalente al EBITDA Ajustado neto de gastos de efectivo incluido en los Gastos Operativos, Administrativos, Geológicos y Geofísicos y otros gastos operativos.
Bbl	Barril
Boe	Barriles de petróleo equivalente
Boepd	Barriles de petróleo equivalente por día
Bopd	Barriles de petróleo por día
D&M	DeGolyer and MacNaughton
Flujo de efectivo libre	Flujo de efectivo operativo menos flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión.
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
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	" <i>working interest</i> " o participación
VPN10	Valor presente de ingresos futuros estimados de petróleo y gas, neto de gastos directos estimados, descontado en una tasa anual del 10%.
Sqkm	Kilómetros cuadrados

AVISO

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

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

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

DECLARACIONES PREVENTIVAS RELACIONADAS CON INFORMACIÓN PROSPECTIVA

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

Las declaraciones prospectivas que aparecen en varios lugares de este comunicado de prensa incluyen, pero no se limitan a, declaraciones con respecto a la intención, creencia o expectativas actuales, con respecto a distintos asuntos, incluyendo nuestro proceso de desapalancamiento estratégico, la adquisición de Amerisur, la pandemia por COVID-19, iniciativas de reducción de costos, la producción esperada o futura, crecimiento de la producción y rendimiento operativo y financiero, netback operativo por boe, oportunidades futuras, nuestro aumento de dividendo y plan de gastos de capital. Las declaraciones prospectivas se basan en las creencias y suposiciones de la gerencia y en la información actualmente disponible con la que cuenta. Dichas declaraciones están sujetas a riesgos e incertidumbres, y los resultados reales pueden diferir significativamente de los expresados o implícitos en las declaraciones prospectivas debido a distintos factores.

Las declaraciones prospectivas se refieren únicamente a la fecha en que se hacen y la Compañía no asume ninguna obligación de actualizarlas a la luz de nueva información o desarrollos futuros ni de publicar revisiones de estas declaraciones para reflejar hechos o circunstancias posteriores, ni acontecimientos imprevistos. Para un análisis de los riesgos que la Compañía enfrenta, que podrían afectar la realización de las presentes declaraciones, se pueden consultar las presentaciones realizadas ante la Comisión de Valores de Estados Unidos (SEC).

Las cifras de producción de petróleo y gas incluidas en este comunicado están declaradas antes del efecto de las regalías pagadas en especie, consumo y pérdidas. La producción anual por día se obtiene dividiendo la producción total por 365 días.

Información sobre reservas de petróleo y gas: la SEC permite a las compañías de petróleo y gas, en sus presentaciones ante la SEC, revelar sólo reservas probadas, probables y posibles que cumplan con las definiciones de la SEC para tales términos. GeoPark utiliza ciertos términos en este comunicado de prensa, como "Reservas PRMS", que las directrices de la SEC no permiten que GeoPark incluya en las presentaciones

ante la SEC. Como resultado, la información en los documentos presentados por la Compañía a la SEC con respecto a las reservas difiere significativamente de la información contenida en este comunicado de prensa.

El VNP10 para las reservas de PRPM 1P, 2P y 3P no es un sustituto de la medida estandarizada del flujo neto de efectivo futuro descontado para las reservas probadas de la SEC.

Las estimaciones de reservas proporcionadas en este comunicado son sólo estimaciones y no hay garantía de que las reservas estimadas se recuperarán. Las reservas reales pueden resultar ser mayores o menores que las estimaciones aquí proporcionadas. Las declaraciones relativas a reservas son, por su naturaleza, declaraciones prospectivas.

Medidas fuera de las PCGA [Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados/ GAAP en inglés]:

la Compañía considera que el EBITDA Ajustado, el flujo de efectivo libre y el netback operativo por boe son de utilidad porque permite a la compañía evaluar más efectivamente su desempeño operativo y comparar los resultados de sus operaciones de período a período sin tener en cuenta sus métodos de financiamiento o estructura de capital. El cálculo del EBITDA Ajustado, el flujo de caja libre y el netback operativo por boe de la Compañía puede no ser comparable a otras medidas similares de otras compañías.

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

Netback operativo por boe: el netback operativo por boe no debe considerarse como una alternativa o más significativo que el beneficio para el período o el flujo de efectivo de las actividades operativas según lo determinado de acuerdo con las NIIF o como un indicador del desempeño operativo o liquidez de la Compañía. Ciertos elementos excluidos del netback operativo por boe son componentes significativos para comprender y evaluar el desempeño financiero de una empresa, como el costo de capital y la estructura tributaria de una empresa y las cancelaciones significativas y/o recurrentes, así como los costos históricos de los activos depreciables, ninguno de los cuales son componentes del netback operativo por boe. El cálculo del netback operativo por boe de la Compañía puede no ser comparable a otras medidas similares de otras compañías. For a reconciliation of Operating Netback per boe to the IFRS financial measure of profit for the year or corresponding period, see the accompanying financial tables.

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