



GEOPARK

PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA

GEOPARK REPORTA LOS RESULTADOS DEL PRIMER TRIMESTRE DEL 2021

SÓLIDA GENERACIÓN DE FLUJO DE EFECTIVO LIBRE FINANCIA PROGRAMA EXPANDIDO DE DESARROLLO Y EXPLORACIÓN, REDUCCIÓN DE DEUDA Y FORTALECIMIENTO DE BALANCE Y DIVIDENDOS EN EFECTIVO A LOS ACCIONISTAS

Bogotá, Colombia- 5 de mayo 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 ("Primer Trimestre" o "1T2021"). Para analizar los resultados financieros del 1T2021 se realizará una conferencia telefónica el 6 de mayo 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 31 de marzo de 2021 disponible en el sitio web de la Compañía.

DATOS MÁS SIGNIFICATIVOS DEL PRIMER TRIMESTRE 2021

Sólido flujo de caja libre a partir de una producción rentable de bajo *breakeven*

- Producción consolidada de petróleo y gas de 38.131 boepd.
- Ingresos por USD 146,6 millones.
- Ganancia operativa de USD 15,9 millones/ Pérdida neta de USD 10,3 millones.
- Netback operativo de USD 79,4 millones/ EBITDA Ajustado de USD \$ 66,5 millones (ambos incluyen pérdidas por cobertura de flujos de efectivo de protección de USD 20,6 millones).
- Gastos de capital por USD 20,3 millones.
- Cada USD 1 invertido rindió USD 3,9 en netback operativo.

Exitosa reducción de deuda

- USD 187,6 millones en efectivo y equivalentes de efectivo al 31 de marzo de 2021
- Facilidad de prepago de petróleo de USD 75 millones, con USD 50 millones comprometidos, sin montos retirados.
- USD 106,2 millones en líneas de crédito no comprometidas.
- Desapalancamiento estratégico ejecutado en abril 2021 dio como resultado la significativa reducción de deuda con vencimientos extendidos y menor costo.

Programa de trabajo 2021 autofinanciado y expandido

- Programa de trabajo 2021 de USD 130-150 millones, apuntando a una producción promedio de 41.000-43.000¹ boepd y netbacks operativos de USD 330-370 millones (asumiendo un precio del petróleo Brent de USD 50-55 por bbl)².
- Adaptación flexible y rápida a cualquier escenario de precio del petróleo.

Retorno de valor a los accionistas

- Dividendo trimestral de USD 0,0205 por acción (USD 1,25 millones) pagado el 13 de abril de 2021.

¹ La producción de 2021 incorpora la producción completa anual 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.

² Estimación del precio Brent desde abril a diciembre 2021, utilizando un diferencial Brent/ Vasconia de USD 3-4 por bbl.

- Dividendo trimestral de USD 0,0205 por acción (USD 1,25 millones) que se pagará el 28 de mayo de 2021.
- Reanudación del programa discrecional de recompra de acciones, habiendo adquirido 119.289 acciones por USD 1,2 millones desde el 6 de noviembre de 2020, mientras se ejecutan programas de trabajo flexibles y auto financiados y se liquida pagan deudas.

“Gracias nuevamente al equipo de GeoPark por su implacable disciplina y por lograr otro período de grandes logros, que sigue impulsando nuestro desempeño y mejorando a toda nuestra Compañía. Nuestra poderosa generación de efectivo demostró nuevamente ser capaz de llevar a cabo de manera simultánea tres iniciativas claves: expandir nuestro programa de inversión de exploración y desarrollo; pagar la deuda, extender los vencimientos y fortalecer nuestro balance; y retornar efectivo a nuestros accionistas. Valoramos el apoyo de la comunidad de inversores que ha respaldado nuestro plan y nuestros esfuerzos por muchos años, incluso el habernos otorgado la menor tasa de interés alguna vez obtenid por una compañía con calificación B en Latinoamérica. Con nuestro inventario de activos de gran *upside* y bajo costo; nuestro equipo de operaciones fuerte y consistentemente exitoso, y nuestra estrategia de vanguardia SPEED (ESG+), esperamos con gran expectativa el resto del 2021 y las muchas oportunidades por delante.”

DESEMPEÑO OPERATIVO CONSOLIDADO

Indicadores clave de desempeño:

Indicadores Clave	1T2021	4T2020	1T2020
Producción de petróleo ^a (bopd)	32.877	33.238	40.861
Producción de gas (mcfpd)	31.522	36.390	29.206
Producción neta promedio (boepd)	38.131	39.304	45.731
Precio de petróleo Brent (USD por bbl)	61,1	46,0	50,8
Precio obtenido combinado (USD por boe)	44,7	31,7	34,4
- Petróleo (USD por bbl)	49,8	35,5	37,0
- Gas (USD por mcf)	3,6	3,0	3,9
Venta de Petróleo crudo (en millones de USD)	137,3	97,5	123,8
Venta de gas (en millones de USD)	9,3	9,2	9,4
Ingresos (en millones de USD)	146,6	106,7	133,2
Contratos de gestión de riesgo de commodities ^b (en millones de USD)	-47,3	-17,5	32,0
Costos operativos y de producción ^c (en millones de USD)	-44,3	-34,9	-41,1
Gastos de venta, G&G y G&A ^d (en millones de USD)	-14,8	-21,7	-19,1
EBITDA Ajustado (en millones de USD)	66,5	56,0	77,7
EBITDA Ajustado (USD por boe)	20,3	16,6	20,1
Netback operativo (USD por boe)	24,2	22,2	24,1
Resultados netos (pérdida) (en millones de USD)	-10,3	-119,2	-89,5
Inversiones en bienes de capital (en millones de USD)	20,3	26,1	33,7
Adquisición de Amerisur ^e (en millones de USD)	-	-	272,3
Efectivo y equivalentes de efectivo (en millones de USD)	187,6	201,9	165,5
Deuda financiera a corto plazo (en millones de USD)	5,9	17,7	12,3
Deuda financiera a largo plazo (en millones de USD)	767,1	766,9	763,1
Deuda neta (en millones de USD)	585,4	582,7	609,9

- a) Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 1.101, 986 y 1.807 bopd del 1T2021, 4T2020 y 1T2020, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en otros países.
- 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 de G&A y G&C incluyen pagos basados en acciones no monetarios por USD 2,0 millones, USD 2,3 millones y USD 1,9 millones en el 1T2021, 4T2020 y 1T2020, respectivamente. Estos gastos se excluyen del cálculo del EBITDA Ajustado.
- e) La adquisición de Amerisur se presenta neta de caja.

DESAPALANCAMIENTO ESTRATÉGICO (ABRIL 2021)

En abril de 2021, GeoPark ejecutó una serie de transacciones³ que incluyeron una oferta pública exitosa para la recompra de USD 255 millones de los Bonos 2024, que fue financiada con una combinación de efectivo disponible y nueva emisión de USD 150 millones de la reapertura de Bonos 2027. La oferta incluyó también una solicitud de consentimiento para alinear las cláusulas de los Bonos 2024 a las de los Bonos 2027. La nueva oferta de bonos y la oferta pública cerraron el 23 de abril y 26 de abril, respectivamente.

Los precios de la reapertura de los Bonos 2027 se fijaron por encima del valor nominal a 101,875%, lo que representa un rendimiento al vencimiento del 5,117%. Este rendimiento refleja una concesión negativa de 2,3 puntos base relativa al rendimiento al vencimiento del día antes de la determinación del precio. La demanda total alcanzó más de USD 780 millones en su pico y concluyó en más de USD 540 millones. La transacción fue suscrita en más de 3,5 veces por parte de diversos inversores institucionales de primera línea.

Fundamentos y beneficios

- Reducción de deuda financiera total en USD 150 millones.
- Ahorros de intereses anuales por aproximadamente USD 9 millones.
- Mejora del perfil financiero al extender los vencimientos de deuda por 2,3 años.
- Estructura de deuda flexible con 25% de deuda financiera pendiente con vencimiento en septiembre 2024 (rescatable anticipadamente a partir de septiembre 2021) y el remanente 75% de la deuda financiera con vencimiento en enero 2027 (rescatable a partir de enero 2024).
- Alineación de cláusulas.

Para más detalles, remitirse al comunicado publicado el 22 de abril de 2021.

Producción: la producción de petróleo y gas en el 1T2021 disminuyó un 17% a 38.131 boepd comparado con los 45.731 boepd en el 1T2020 debido a actividades de perforación y mantenimiento limitadas durante el 2020 en Colombia, Chile y Argentina, como parte de la respuesta de gestión de riesgo de la Compañía para preservar el valor para los accionistas y minimizar la actividad de los contratistas y los empleados en los yacimientos como consecuencia del menor precio de petróleo y la pandemia. El petróleo representó el 86% y 89% de la producción total reportada en el 1T2021 y 1T2020, respectivamente.

Para más detalles, remitirse a los Resultados Operacionales del 1T2021 publicados el 13 de abril de 2021.

Precios obtenidos y de referencia del petróleo: los precios del petróleo crudo Brent promediaron los USD 61,1 por bbl durante el 1T2021, USD 10,3 por bbl más altos que los niveles del 1T2020. Sin embargo, el precio de venta consolidado obtenido del petróleo promedió los USD 49,8 por bbl en el 1T2021, USD 12,8 por bbl más alto que los USD 37,0 por bbl en el 1T2020, reflejando un menor marcador diferencial local en Colombia y mejores descuentos comerciales y de transporte.

La tabla a continuación presenta un desglose de los precios netos obtenidos y de referencia de petróleo en Colombia, Chile y Argentina durante el 1T2021 y 1T2020:

1T2021- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina
Precio de petróleo Brent (*)	61,1	60,5	61,1
Diferencial del marcador local	2,9	-	-
Descuentos comerciales, de transporte y otros	(8,5)	(8,6)	(10,5)
Precio obtenido de petróleo	49,7	51,9	50,6
Peso en mix de venta de petróleo	95%	1%	4%

1T2020- Precios obtenidos de petróleo (USD por bbl)	Colombia	Chile	Argentina
Precio de petróleo Brent (*)	50,8	50,8	50,8
Diferencial del marcador local	5,2	-	-

³ Para mayor información, remitirse a los comunicados publicados el 6, 14, 19 y 20 de abril de 2021.

Descuentos comerciales, de transporte y otros	(9,4)	(2,0)	0,8
Precio obtenido de petróleo	36,2	48,8	51,6
Peso en mix de venta de petróleo	94%	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 10% a USD 146,6 millones en el 1T2021 comparado con USD 133,2 millones del 1T2020, reflejando precios de petróleo más altos que fueron parcialmente compensados por menor producción y ventas.

Ventas de petróleo crudo: los ingresos consolidados por petróleo aumentaron un 11% a USD 137,3 millones en el 1T2021, impulsados por un aumento del 34% en los precios obtenidos de petróleo y un 17% de disminución en las ventas de éste debido a cierres temporales y actividades de perforación y mantenimiento limitadas en el 2020. Los ingresos por petróleo representaron el 94% y 93% de la producción total reportada en el 1T2021 y 1T2020, respectivamente.

- Colombia: en el 1T2021, los ingresos por petróleo aumentaron un 15% a USD 130,1 millones reflejando mayores precios obtenidos de petróleo y menores ventas de éste. Los precios obtenidos aumentaron un 37% a USD 49,7 por bbl debido a mayores precios de petróleo Brent, mientras que las ventas de petróleo disminuyeron un 17% a 30.087 bopd. Los pagos *earn-out* permanecieron estables a USD 4,5 millones en el 1T2021, comparado con USD 4,6 millones en el 1T2020.
- Chile: en el 1T2021, los ingresos por petróleo disminuyeron un 35% a USD 1,4 millones debido a menores volúmenes vendidos, parcialmente compensado por mayores precios de petróleo. Las ventas de petróleo disminuyeron un 38% a 292 bopd. Los precios obtenidos de petróleo aumentaron un 6% a USD 51,9 por bbl, en línea con mayores precios de petróleo Brent, parcialmente compensado por mayores descuentos.
- Argentina: en el 1T2021, los ingresos por petróleo descendieron un 26% a USD 5,8 millones debido a menores ventas y menores precios obtenidos de petróleo. Las ventas de petróleo disminuyeron un 23% a 1.267 bopd. Los precios obtenidos de petróleo disminuyeron un 2% a USD 50,6 por bbl, reflejando las condiciones del mercado local.

Ventas de gas: los ingresos consolidados por gas permanecieron estables a USD 9,3 millones en el 1T2021 comparado con USD 9,4 millones en el 1T2020, reflejando un 8% de mayores ventas y un 8% de menores precios de gas. Los ingresos por gas representaron el 6% y 7% de los ingresos totales en el 1T2021 y 1T2020, respectivamente.

- Chile: en el 1T2021, los ingresos por gas descendieron un 34% a USD 3,2 millones reflejando menores precios y menores ventas de éste. Los precios del gas descendieron un 23%, a USD 2,9 por mcf (USD 17,1 por boe) en el 1T2021. Las ventas de gas cayeron un 14% a 12.492 mcfd (2.082 boepd).
- Brasil: en el 1T2021, los ingresos por gas aumentaron un 70% a USD 4,7 millones debido a mayores ventas y mayores precios de gas. Las ventas de gas aumentaron un 67% en el yacimiento de gas Manatí (no operado por GeoPark con una participación del 10%) a 10.374 mcfd (1.789 boepd). Los precios del gas aumentaron un 3% a USD 4,9 por mcf (USD 29,3 por boe) debido al impacto del ajuste anual por inflación en vigencia desde enero de 2021, compensado parcialmente por la devaluación de la moneda local.
- Argentina: en el 1T2021, los ingresos por gas disminuyeron un 26% a USD 0,8 millones como resultado de menores precios de gas, y menores ventas. Los precios de gas disminuyeron un 19% a USD 2,2 por mcf (USD 13,4 por boe) debido a las condiciones del mercado local, mientras que las ventas disminuyeron un 7% a 4.213 mcfd (702 boed).

Contratos de gestión de riesgo de commodities: los contratos consolidados de gestión de riesgos de commodities tuvieron una pérdida de USD 47,3 millones en el 1T2021 comparado con una ganancia de USD 32,0 millones en el 1T2020.

La siguiente tabla muestra un desglose de los contratos de gestión de riesgos de commodities obtenidos y no obtenidos en el 1T2021 y 1T2020:

(En millones de USD)	1T2021	1T2020
Ganancia (pérdida) obtenida	(20,6)	5,6
Ganancia (pérdida) no obtenida	(26,7)	26,4
Contratos de gestión de riesgo de commodities	(47,3)	32,0

La parte obtenida de los contratos de gestión de riesgos de commodities registró una pérdida de USD 20,6 millones en el 1T2021 comparado con una ganancia de USD 5,6 millones en el 1T2020. Las pérdidas obtenidas registradas en el 1T2021 reflejaron el impacto de coberturas *zero cost collar* que cubren aproximadamente 77% de la producción de petróleo con un promedio de precios tope por debajo de los precios de petróleo Brent durante el trimestre.

La parte no obtenida de los contratos de gestión de riesgos de commodities tuvo una pérdida de USD 26,7 millones en el 1T2021 comparado con una ganancia de USD 26,4 millones en el 1T2020. Las pérdidas no obtenidas durante el 1T2021 fueron el resultado del incremento en la curva de precios futuros del Brent comparado con el 31 de diciembre de 2020, lo que causó que el valor de mercado del portafolio de cobertura de la Compañía desde el 2T2021 en adelante disminuyera, tal fue medido al 31 de marzo de 2021.

GeoPark monitorea continuamente las condiciones de mercado a fin de incorporar nuevas coberturas y aumentar aún más su protección de riesgo a menores precios de petróleo en los próximos 12 meses. 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 producción⁴: los costos operativos y de producción consolidados aumentaron un 8% a USD 44,3 millones comparado con USD 41,1 millones como resultado de mayores regalías en efectivo, parcialmente compensado por menores costos operativos.

La siguiente tabla muestra un desglose de los costos operativos y de producción en el 1T2021 y 1T2020:

(En millones de USD)	1T2021	1T2020
Costos operativos	24,5	28,3
Regalías en efectivo	19,8	12,7
Pago basado en acciones	0,0	0,1
Costos operativos y de producción:	44,3	41,1

Las regalías consolidadas aumentaron un 56% o USD 7,1 millones a USD 19,8 millones en el 1T2021 comparado con USD 12,7 millones en el 1T2020, principalmente como resultado de precios más altos del petróleo.

Los costos operativos consolidados disminuyeron un 14% o USD 3,8 millones a USD 24,5 millones en el 1T2021 comparado con USD 28,3 millones en el 1T2020.

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

- Colombia: los costos operativos por boe aumentaron a USD 7,4 en el 1T2021 comparado con USD 6,1 en el 1T2020. Los costos operativos totales aumentaron un 3% y llegaron a USD 18,8 millones, debido a las progresivas actividades de mantenimiento e intervención de pozo en el bloque Llanos 34.
- Chile: los costos operativos por boe disminuyeron un 27% a USD 9,2 en el 1T2021 comparado con USD 12,7 en el 1T2020 debido a los esfuerzos exitosos de reducción de costos implementados durante el 2020 (incluyendo menores actividades de intervención de pozo, eficiencias y la renegociación de contratos existentes). Los costos operativos totales disminuyeron un 41% a USD 2,0 millones en el 1T2021 en línea con menores costos operativos por boe y menores ventas de petróleo y gas (que disminuyeron un 18%).
- Brasil: los costos operativos por boe disminuyeron un 56% a USD 6,0 en el 1T2021 comparado con USD 13,5 en el 1T2020. Los costos operativos totales disminuyeron un 46% a USD 0,5 millones en el 1T2021

⁴ Los costos operativos por boe representan las cifras utilizadas en el cálculo de EBITDA Ajustado, sin haber adoptado la NIIF 16.

reflejando mayores ventas de gas en el yacimiento de gas Manatí (que aumentó un 53%) y menores costos operativos por boe.

- Argentina: los costos operativos por boe disminuyeron un 29% a USD 18,8 en el 1T2021 comparado con USD 26,7 en el 1T2020 debido a los exitosos esfuerzos continuos de reducción de costos implementados durante el 2020 (incluyendo menores actividades de intervención de pozo, eficiencias y la renegociación de contratos existentes) y, en menor medida, a la devaluación de la moneda local. Los costos operativos totales disminuyeron un 44% a USD 3,2 millones en el 1T2021 debido a menores costos operativos por boe y menores ventas de petróleo y gas, que disminuyeron un 18%.

Gastos de venta: los gastos de venta consolidados disminuyeron USD 1,6 millones a USD 0,4 millones en el 1T2021 comparado con USD 2,0 millones en el 1T2020 debido principalmente a menores ventas en boca de pozo y como resultado de la conexión del yacimiento Tigana en el bloque Llanos 34 al oleoducto ODCA, que reduce aún más los costos y riesgo operacional general.

Gastos administrativos: los gastos G&A consolidados decrecieron un 11% a USD 11,3 millones en el 1T2021 debido a iniciativas de reducción de costos implementadas durante el 2020.

Gastos geológicos & geofísicos: los gastos G&G consolidados decrecieron un 31% a USD 3,1 millones en el 1T2021 debido a iniciativas de reducción de costos implementadas durante el 2020.

EBITDA Ajustado: el EBITDA Ajustado consolidado⁵ disminuyó un 14% a USD 66,5 millones ó USD 20,3 por boe, en el 1T2021 comparado con USD 77,7 millones, ó USD 20,1 por boe, en el 1T2020.

- Colombia: EBITDA Ajustado de USD 64,3 millones en el 1T2021.
- Chile: EBITDA Ajustado de USD 1,7 millones en el 1T2021.
- Brasil: EBITDA Ajustado de USD 3,2 millones en el 1T2021.
- Argentina: EBITDA Ajustado de USD 1,1 millones en el 1T2021.
- Corporativo, Ecuador y Perú: EBITDA Ajustado de - USD 3,8 (negativo) millones en el 1T2021.

La siguiente tabla muestra la producción, volúmenes vendidos y el desglose de los componentes más significativos del EBITDA Ajustado para el 1T2021 y el 1T2020, sobre una base por país y por barril:

EBITDA Ajustado/boe	Colombia		Chile		Brasil		Argentina		Total	
	1T21	1T20	1T21	1T20	1T21	1T20	1T21	1T20	1T21	1T20
Producción (boepd)	31.455	38.723	2.491	3.121	1.984	1.290	2.201	2.597	38.131	45.731
Existencias, RIK ^a & Otros	(1.151)	(2.655)	(117)	(240)	(170)	(102)	(232)	(186)	(1.670)	(3.182)
Volumen de ventas (boepd)	30.304	36.068	2.374	2.881	1.814	1.188	1.969	2.411	36.461	42.549
% Petróleo	99,3%	99,5%	12%	16%	1%	10%	64%	69%	87%	90%
(USD por boe)										
Precio obtenido de petróleo	49,7	36,2	51,9	48,8	58,4	45,7	50,6	51,6	49,8	37,0
Precio obtenido de gas ^b	25,8	36,7	17,1	22,3	29,3	28,4	13,4	16,5	21,5	23,4
Earn-out	(1,7)	(1,4)	-	-	-	-	-	-	(1,6)	(1,3)
Precio combinado	47,9	34,8	21,4	26,7	29,7	30,1	37,3	40,6	44,7	34,4
Contratos de gestión de riesgo de commodities obtenidos	(7,6)	1,7	-	-	-	-	-	-	(6,3)	1,4
Costos operativos	(7,4)	(6,1)	(9,2)	(12,7)	(6,0)	(13,5)	(18,8)	(26,7)	(8,0)	(7,9)
Regalías en efectivo	(6,7)	(3,3)	(0,8)	(1,0)	(2,4)	(3,0)	(5,6)	(5,5)	(6,0)	(3,3)
Gastos de venta y otros	(0,0)	(0,5)	(0,4)	(0,3)	-	-	(1,5)	(1,2)	(0,1)	(0,5)

⁵ Ver "Conciliación del EBITDA Ajustado a los resultados (pérdida) antes del impuesto a las ganancias y EBITDA Ajustado por boe" incluida en este comunicado de prensa.

Netback operativo/boe	26,2	26,5	11,0	12,8	21,4	13,6	11,5	7,2	24,2	24,1
G&A, G&G & otros									(3,9)	(4,1)
EBITDA Ajustado/boe									20,3	20,1

a) RIK (Regalías en especie). Incluye las regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 1.101 y 1.807 bopd del 1T2021 y 1T2020, respectivamente. No se pagaron regalías en especie en Chile, Brasil ni Argentina.
b) Tasa de conversión de USD mcf/USD boe=1/6

Depreciación: los gastos consolidados por depreciación disminuyeron un 43% a USD 22,6 millones en el 1T2021, comparado con los USD 39,3 millones en el 1T2020, en línea con menores volúmenes vendidos y menores costos de depreciación por boe.

Bajas por resultados no exitosos de exploración: la baja consolidada por resultados no exitosos de exploración fue de cero en el 1T2021, comparado con USD 3,2 millones en el 1T2020. Los montos registrados en el 1T2020 se refieren a costos de exploración no exitosos en Chile en el prospecto de exploración Huillin en el bloque Isla Norte.

Deterioro de activos no financieros: el deterioro consolidado no en efectivo de activos no financieros fue de cero en el 1T2021 comparado con USD 97,5 millones en el 1T2020. Los montos registrados en el 1T2020 incluyeron USD 50,3 millones en Chile, USD 31,0 millones en Perú y USD 16,2 millones en Argentina, como resultado de la significativa caída en los precios del petróleo a raíz de la pandemia COVID-19 y sus consecuencias en los precios de la energía a nivel global.

Otros ingresos (gastos): otros gastos operativos mostraron una pérdida de USD 1,8 millones en el 1T2021, comparado con una pérdida de USD 0,2 millones en el 1T2020.

RESULTADOS CONSOLIDADOS NO OPERATIVOS Y GANANCIAS DEL PERÍODO

Gastos financieros: los gastos financieros netos aumentaron a USD 15,5 millones en el 1T2021, en comparación con USD 13,3 millones en el 1T2020 debido principalmente a mayores gastos de interés relativos a la emisión del Bono 2027 a mediados de enero 2020.

Cambio de divisas: los gastos netos por cambio de divisas ascendieron a una ganancia de USD 2,7 millones en el 1T2021 comparado con una pérdida de USD 10,8 millones en el 1T2020.

Impuesto a las ganancias: los impuestos a las ganancias totalizaron una pérdida de USD 13,4 millones en el 1T2021, en comparación con USD 30,3 millones de pérdida en el 1T2020, principalmente como resultado de fluctuaciones en las divisas locales sobre impuestos a las ganancias diferidos, parcialmente compensado por mayores ganancias antes del impuesto a las ganancias.

Resultado: pérdidas de USD 10,3 millones en el 1T2021, en comparación con una pérdida de USD 89,5 millones registrada en el 1T2020, debido principalmente al impacto de deterioros y bajas registradas en el 1T2020.

BALANCE:

Efectivo y equivalentes de efectivo: el efectivo y los equivalentes de efectivo totalizaron USD 187,6 millones al 31 de marzo de 2021 comparado con USD 201,9 millones al 31 de diciembre de 2020. El efectivo generado por actividades operativas fue de USD 36,4 millones mientras que el efectivo utilizado en actividades de financiación fue igual a USD 29,7 millones y el efectivo utilizado en actividades de inversión fue de USD 20,3 millones.

El efectivo utilizado en actividades de inversión de USD 29,7 millones incluyó principalmente pagos de intereses de USD 23,5 millones, pagos de alquiler por USD 2,5 millones y USD 3,6 millones relativos a la adquisición de la participación no controlada de LG International en Colombia y Chile en el 2018.

Deuda financiera: la deuda financiera total, neta de costos de emisión, fue de USD 773,0 millones, incluyendo el Bono 2024, el Bono 2027 y otros préstamos bancarios de corto plazo totalizando USD 3,4 millones. Al 31 de marzo de 2021, la deuda financiera a corto plazo era de USD 5,9 millones.

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 12 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 31 de marzo 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
1T2020	775,3	165,5	609,9	1,7x	11,6x
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

a) En base a 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 el indicador de deuda neta sobre EBITDA Ajustado no debería ser 3,25 veces mayor y el indicador EBITDA Ajustado sobre interés debería ser 2,5 veces mayor. A la fecha de este comunicado, la Compañía se encuentra en total cumplimiento de ambas cláusulas.

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 12 y 16 de los estados financieros consolidados de GeoPark al 31 de marzo de 2021, disponible en la página web de la Compañía.

CONTRATOS DE GESTIÓN DE RIESGO DE COMMODITIES RELATIVOS AL PETRÓLEO

GeoPark incorporó recientemente nuevas coberturas de petróleo que aumentan aún más su protección de precio para los próximos 12 meses, alcanzando ahora 25.500 bopd en el 2T2021, 20.000 bopd en el 3T2021, 19.500 bopd en el 4T2021, 8.500 bopd en el 1T2022 y 2.000 bopd en el 2T2022. Las coberturas incluyen una porción que protege el marcador local Vasconia en Colombia.

La Compañía cuenta con los siguientes contratos de gestión de riesgo de commodities vigentes a la fecha de esta publicación:

Período	Tipo	Referencia	Volumen (bopd)	Términos del contrato (USD por bbl)		
				Purchased Put o Precio Fijo	Sold Put	Sold Call
2T2021	Zero cost collar	Brent	5.000	35,0	N/D	51,7-55,0
	Zero cost collar	Brent	3.500	38,0	N/D	51,0
	Zero cost collar	Brent	5.500	40,0	N/D	53,5-53,9
	Zero cost collar	Brent	4.500	40,0	N/D	50,3-50,4
	Zero cost collar	Brent	2.000	45,0	N/D	55,5
	Zero cost collar	Brent	2.500	45,0	N/D	59,0
	Zero cost collar	Brent	2.500	50,0	N/D	57,1-57,3
3T2021	Zero cost collar	Brent	2.000	40,0	N/D	56,0
	Zero cost collar	Brent	2.500	40,0	N/D	50,4-50,5
	Zero cost collar	Brent	4.500	40,0	N/D	54,0-57,1
	Zero cost collar	Brent	4.500	45,0	N/D	61,2-66,1
	Zero cost collar	Brent	2.500	46,0	N/D	62,5
	Zero cost collar	Vasconia	2.000	41,5	N/D	68,1-69,0
	Zero cost collar	Brent	2.000	50,0	N/D	80,6
4T2021	Zero cost collar	Brent	2.000	40,0	N/D	56,0
	Zero cost collar	Brent	2.500	40,0	N/D	50,4-50,5
	Zero cost collar	Brent	4.500	40,0	N/D	54,0-57,1

	Zero cost collar	Brent	4.500	45,0	N/D	61,6-64,1
	Zero cost collar	Brent	2.000	45,0	N/D	71,0
	Zero cost collar	Brent	4.000	50,0	N/D	75,8-78,0
1T2022	Zero cost collar	Brent	2.500	45,0	N/D	60,4
	Zero cost collar	Brent	2.000	45,0	N/D	76,8
	Zero cost collar	Brent	4.000	50,0	N/D	74,4-75,0
2T2022	Zero cost collar	Brent	2.000	50,0	N/D	72,3

Para más detalles, por favor remitirse a la Nota 4 de los estados financieros consolidados de GeoPark para el período finalizado el miércoles, 31 de marzo de 2021, disponible en la página web de la Compañía.

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

Colombia (En millones de USD)	1T2021	1T2020
Venta de petróleo crudo:	130,1	113,5
Venta de gas:	0,5	0,6
Ingresos	130,6	114,1
Costos operativos y de producción ^a	-37,0	-29,3
EBITDA Ajustado	64,3	76,3
Gastos de capital	18,3	21,7
Chile (En millones de USD)	1T2021	1T2020
Venta de petróleo crudo:	1,4	2,1
Venta de gas:	3,2	4,9
Ingresos	4,6	7,0
Costos operativos y de producción ^a	-2,1	-3,6
EBITDA Ajustado	1,7	2,9
Gastos de capital	2,0	10,6
Brasil (En millones de USD)	1T2021	1T2020
Venta de petróleo crudo:	0,1	0,5
Venta de gas:	4,7	2,8
Ingresos	4,9	3,3
Costos operativos y de producción ^a	-0,9	-1,3
EBITDA Ajustado	3,2	0,8
Gastos de capital	0,0	0,2
Argentina (En millones de USD)	1T2021	1T2020
Venta de petróleo crudo:	5,8	7,8
Venta de gas:	0,8	1,1
Ingresos	6,6	8,9
Costos operativos y de producción ^a	-4,2	-7,0
EBITDA Ajustado	1,1	2,1
Gastos de capital	0,0	0,7

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)

	1T2021	1T2020
INGRESOS		
Venta de petróleo crudo:	137,3	123,8
Venta de gas:	9,3	9,4
INGRESO TOTAL	146,6	133,2
Contratos de gestión de riesgo de commodities	-47,3	32,0
Costos operativos y de producción:	-44,3	-41,1
Gastos geológicos y geofísicos (G&G)	-3,1	-4,5
Gastos administrativos (G&A)	-11,3	-12,7
Gastos de venta	-0,4	-2,0
Depreciación	-22,6	-39,3
Bajas por resultados no exitosos de exploración	-	-3,2
Pérdida por deterioro en activos no financieros	-	-97,5
Otros operativos	-1,8	-0,2
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	15,9	-35,1
Costos financieros, neto	-15,5	-13,3
Ganancia por Cambio de Divisas (pérdida)	2,7	-10,8
RESULTADOS (PÉRDIDA) ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS	3,1	-59,3
Impuesto a las ganancias:	-13,4	-30,3
PÉRDIDA PARA EL PERIODO	-10,3	-89,5

ESTADO DE POSICIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO RESUMIDO

(En millones de USD)	Mar '21	Dic '20
Activo no corriente		
Propiedad, planta y equipos	611,2	614,7
Otros activos no corrientes	51,9	54,0
Total activo no corriente	663,1	668,7
Activo corriente		
Existencias	13,6	13,3
Créditos comerciales	56,8	46,9
Otros activos corrientes	22,9	29,5
Efectivo en bancos y en caja	187,6	201,9
Total activo corriente	280,9	291,6
Total activo	944,0	960,3
Patrimonio neto		
Atribuible a propietarios de GeoPark	-119,5	-109,2
Total patrimonio neto	-119,5	-109,2
Pasivo no corriente		
Préstamos	767,1	766,9
Otros pasivos no corrientes	101,5	105,9
Total pasivo no corriente	868,6	872,8
Pasivo corriente		
Préstamos	5,9	17,7
Otros pasivos corrientes	189,0	179,0
Total pasivo corriente	194,9	196,7
Total pasivo	1.063,5	1.069,5
Total pasivo y patrimonio	944,0	960,3

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO CONSOLIDADO RESUMIDO (INFORMACION TRIMESTRAL SIN AUDITAR)

(En millones de USD)	1T2021	1T2020
Flujo de efectivo generado por las actividades operativas	36,4	38,0
Flujo de efectivo (utilizado en) actividades de inversión	-20,3	-306,0
Flujo de efectivo (utilizado) de las actividades de financiación	-29,7	323,2

**CONCILIACIÓN DEL EBITDA AJUSTADO
A (PÉRDIDA) RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS**

GANANCIAS

1Q2021 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	64,3	1,7	3,2	1,1	-3,8	66,5
Depreciación	-14,8	-3,3	-1,0	-3,3	-0,1	-22,6
Contratos de gestión de riesgo de commodities no obtenidos	-26,7	-	-	-	-	-26,7
Bajas por resultados no exitosos de exploración y deterioro	-	-	-	-	-	-
Pago basado en acciones	-0,2	-	-	-	-1,8	-2,1
Contabilización de contratos de arrendamiento- NIIF 16	1,5	0,1	0,5	0,2	0,1	2,5
Otros	-0,9	-0,1	-0,2	0,2	-0,9	-1,8
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	23,2	-1,6	2,5	-1,8	-6,5	15,9
Costos financieros, neto						-15,5
Cargos por cambio de divisas, neto						2,7
RESULTADOS ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						3,1

1T2020 (en millones de USD)	Colombia	Chile	Brasil	Argentina	Otros^(a)	Total
EBITDA Ajustado	76,3	2,9	0,8	2,1	-4,5	77,7
Depreciación	-24,1	-8,8	-1,0	-5,3	-0,2	-39,3
Contratos de gestión de riesgo de commodities no obtenidos	26,4	-	-	-	-	26,4
Bajas por resultados no exitosos de exploración y deterioro	-	-53,5	-	-16,2	-30,8	-100,7
Pago basado en acciones	-0,1	-	-	-	-1,8	-1,9
Contabilización de contratos de arrendamiento- NIIF 16	1,8	-	0,6	0,3	0,1	2,8
Otros	0,1	-0,1	-	-	-0,1	-0,2
RESULTADOS OPERATIVOS (PÉRDIDA)	80,5	-59,4	0,4	-19,2	-37,4	-35,1
Costos financieros, neto						-13,3
Cargos por cambio de divisas, neto						-10,8
PÉRDIDA ANTES DEL IMPUESTO A LAS GANANCIAS						-59,3

(a) Incluye Perú, Ecuador y Corporativo.

INFORMACIÓN DE TELECONFERENCIA

El equipo directivo de GeoPark tendrá una conferencia telefónica el 6 de mayo de 2021 a las 10 de la mañana (hora de verano del Este) a fin de tratar los resultados financieros del 1T2021.

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 debajo:

<https://event.on24.com/wcc/r/3138548/E57A81C86661B99A3D71D604FEFF18D5>

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

Participantes de Estados Unidos: 833-945-1670

Participantes internacionales: +1 929-517-9721

Código de entrada: 2185521

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
Boe	Barriles de petróleo equivalente
Boepd	Barriles de petróleo equivalente por día
Bopd	Barriles de petróleo por día
Bbl	Barril
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
D&M	DeGolyer and MacNaughton
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.
Flujo de efectivo libre	Flujo de efectivo operativo menos flujo de efectivo utilizado en actividades de inversión.
G&A	Gastos administrativos
G&G	Gastos geológicos y geofísicos
Mcfpd	miles de pies cúbicos por día
Mmcfpd	millones de pies cúbicos por día
Mboe	miles de barriles de petróleo equivalente
Mmbo	millones de barriles de petróleo
Mmboe	millones de barriles de petróleo equivalente
Mm³/día	miles de metros cúbicos por día
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.

PRMS	Petroleum Resources Management System (Sistema de gestión de recursos de petróleo)
Participación	"working interest" 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 y nuestro plan de gastos de capital. Las declaraciones prospectivas se basan en las creencias y suposiciones de la gerencia y en la información actualmente disponible con la que cuenta. Dichas declaraciones están sujetas a riesgos e incertidumbres, y los resultados reales pueden diferir significativamente de los expresados o implícitos en las declaraciones prospectivas debido a distintos factores.

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

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

Información sobre reservas de petróleo y gas: la 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.