



# GEOPARK

**PARA SU DISTRIBUCIÓN INMEDIATA**

## **GEOPARK ANUNCIA LA ACTUALIZACIÓN DE SUS OPERACIONES DEL PRIMER TRIMESTRE DE 2022**

**AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN, DESCUBRIMIENTO DE MÁS PETRÓLEO, EXPANSIÓN DE ACRES, CRECIMIENTO DEL FLUJO DE CAJA LIBRE, REDUCCIÓN DE LA DEUDA Y MAYOR RETORNO A LOS ACCIONISTAS**

Bogotá, Colombia- 11 de abril de 2022 - GeoPark Limited ("GeoPark" o la "Compañía") (NYSE: GPRK), la compañía latinoamericana independiente líder en exploración, operación y consolidación de petróleo y gas anunció hoy la actualización de sus operaciones para el trimestre finalizado el 31 de marzo de 2022 ("1T2022").

Todas las cifras se encuentran expresadas en dólares estadounidenses. Las comparaciones de crecimiento se refieren al mismo período del año anterior, excepto cuando se especifique lo contrario.

### **Puntos destacados**

#### **Aceleración del crecimiento de la producción**

- Producción consolidada de petróleo y gas de 38.626 boepd, un incremento del 6%, ajustada a las desinversiones en Argentina.
- Producción en Colombia de 33.738 boepd, un 6% más que en el 4T2021.
- El yacimiento petrolífero Índico en el bloque CPO-5 (no operado por GeoPark con una participación del 30%) agregó más de 8.000 bopd brutos en el 1T2022 y produce actualmente más de 19.000 bopd brutos, clasificado dentro de los primeros 10 yacimientos de petróleo de mayor producción<sup>1</sup> en Colombia.

#### **Perforación y descubrimiento de petróleo y gas**

- Resultados consolidados: puesta en producción de 13 nuevos pozos productivos brutos, incluyendo 2 pozos de exploración exitosos.
- Bloque Llanos 34 (operado por GeoPark con una participación del 45%)- Cuenca Llanos, Colombia:
  - Perforación y puesta en producción de 7 pozos de desarrollo brutos en los yacimientos petrolíferos Tigana, Jacana y Tigui.
- Bloque CPO-5- Cuenca Llanos, Colombia:
  - Puesta en producción del pozo de desarrollo Índico 4, produciendo 4.200 bopd brutos de petróleo ligero.
  - Perforación del pozo de desarrollo Índico 5, actualmente testeando 4.000 bopd brutos de petróleo ligero.
  - Equipo de perforación desplazándose actualmente para iniciar la perforación en el pozo de exploración Urraca 1 en abril de 2022.
- Bloque Platanillo (operado por GeoPark con una participación del 100%)- Cuenca Putumayo, Colombia:
  - Puesta en producción de dos pozos de desarrollo, produciendo 690 bopd de petróleo ligero en el global.
- Bloque Perico (no operado por GeoPark con una participación del 50%)- Cuenca Oriente, Ecuador:
  - Dos descubrimientos de petróleo ligero, yacimientos petrolíferos Jandaya y Tui, produciendo 2.000 bopd<sup>2</sup> brutos.
- Bloque Espejo (operado por GeoPark con una participación del 50%)- Cuenca Oriente, Ecuador:
  - Sísmica 3D continua, apuntando a iniciar la perforación del primer pozo de exploración en el 2S2022.
- Bloque Fell (operado por GeoPark con una participación del 100%)- Cuenca Magallanes, Chile:
  - Perforación del pozo de gas Jauke Oeste 2, previsto a terminarse en el 2T2022.

<sup>1</sup> Basado en la producción actual en el yacimiento petrolífero Índico comparado con la última información disponible sobre la producción de petróleo por yacimiento en Colombia durante diciembre de 2021, publicada por la ANH.

<sup>2</sup> Antes de la participación en la producción gubernamental.

### Expansión de la vía de crecimiento y fortalecimiento del portafolio

- Colombia: adquisición del bloque CPO-4-1 (no operado por GeoPark con una participación del 50%), un bloque de exploración<sup>3</sup> atractivo de bajo riesgo y bajo costo, con aproximadamente el 50% cubierto de sísmica 3D y ubicado estratégicamente adyacente a los bloques CPO-5, Llanos 94 (no operados por GeoPark con una participación del 50%) y Llanos 123 (operado por GeoPark con una participación del 50%).
- Brasil: GeoPark mantendrá su 10% de participación no operada en el yacimiento de gas Manatí como plazo límite para completar la desinversión expirada el 31 de marzo de 2022.
- Argentina: finalización de la desinversión de los bloques no centrales Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet (operados por GeoPark con una participación del 100%) el 31 de enero de 2022.

### Retorno a los accionistas y reducción de la deuda

- Recompra de USD 28,2 millones del Bono 2024 durante el 1T2022 y hasta el 8 de abril de 2022, en transacciones de mercado abierto a precios por debajo de la opción de compra, reduciendo la deuda bruta y generando ahorros financieros.
- Dividendo trimestral duplicado a USD 0,082 por acción, o USD 5,0 millones, pagado el 31 de marzo de 2022.
- Adquisición de 231.836 acciones por USD 3,1 millones bajo el programa discrecional de recompra de acciones de la Compañía, mientras se ejecutan programas de trabajo autofinanciados y se paga la deuda.
- USD 112 millones en efectivo y equivalentes de efectivo al 31 de marzo de 2022<sup>4</sup>

### Programa de trabajo genera sólido flujo de caja

- Programa autofinanciado de gastos de capital 2022 de USD 160-180 millones para la perforación de 40-48 pozos brutos.
- A un precio Brent de USD 95-100 /bbl, el programa de trabajo genera aproximadamente un flujo de caja libre de USD 260-280 millones, un rendimiento del 30-32%.
- Las prioridades para el uso del flujo de caja libre incluyen la financiación de proyectos de capital orgánico, el pago total o parcial de los Bonos 2024, el incremento de retorno a los accionistas y otros objetivos corporativos.
- Perforación de 10-12 pozos brutos en el 2T2022, apuntando a proyectos de exploración, avanzada y desarrollo, incluyendo el inicio de la campaña de perforación de exploración en el bloque CPO-5.
- La Compañía prevé revisar sus guías de producción actuales de 35.500-37.500 boepd en mayo de 2022, junto con el comunicado de sus resultados financieros del 1T2022, a fin de reflejar los resultados de perforación continuos, el programa de trabajo incremental en marcha y la incorporación de la producción del yacimiento de gas Manatí en Brasil<sup>5</sup>

### Detalle de la producción trimestral por país

La siguiente tabla muestra las cifras de producción para el 1T2022, en comparación con el 1T2021:

	1T2022			1T2021	
	Total (boepd)	Petróleo (bopd) <sup>a</sup>	Gas (mcfpd)	Total (boepd)	% Cambio
Colombia	33.738	33.527	1.262	31.455	+7%
Chile	2.279	377	11.408	2.491	-9%
Brasil	1.815	25	10.740	1.984	-9%
Ecuador	190	190	-	-	-
Argentina <sup>b</sup>	604	323	1.686	2.201	-73%
<b>Total (según informado)</b>	<b>38.626</b>	<b>34.442</b>	<b>25.096</b>	<b>38.131</b>	<b>+1%</b>
<b>Total sin Argentina<sup>c</sup></b>	<b>38.022</b>	<b>34.119</b>	<b>23.410</b>	<b>35.930</b>	<b>+6%</b>

<sup>3</sup> Sujeto a la firma final del contrato.

<sup>4</sup> Sin auditar

<sup>5</sup> El proceso de desinversión del yacimiento de gas Manatí no se completó antes del plazo del 31 de marzo de 2022.

- a) Incluye regalías pagadas en especie en Colombia por aproximadamente 1.115 bopd en el 1T2022. No se pagaron regalías en especie en Brasil, Chile, Argentina ni Ecuador. La producción en Ecuador se informa luego de la participación gubernamental en la producción de aproximadamente 100 bopd.
- b) La producción promedio del 1T2022 en Argentina incluye la producción hasta su desinversión el 31 de enero de 2022, dividida por 90 días.
- c) Excluyendo la producción de los bloques recientemente desinvertidos en Argentina en el 1T2022 y 1T2021.

## Producción trimestral

(boepd)	1T2022	4T2021	3T2021	2T2021	1T2021
Colombia	33.738	32.002	31.565	29.571	31.455
Chile	2.279	2.162	2.354	2.584	2.491
Brasil	1.815	1.822	1.791	2.080	1.984
Ecuador	190	-	-	-	-
Argentina	604	1.942	2.149	2.254	2.201
<b>Total</b>	<b>38.626</b>	<b>37.928</b>	<b>37.859</b>	<b>36.489</b>	<b>38.131</b>
Petróleo	34.442	33.205	32.844	30.962	32.877
Gas	4.184	4.723	5.015	5.527	5.254

## Actualización de la producción de petróleo y gas

### Consolidado:

Producción consolidada de petróleo y gas en el 1T2022 fue de 38.626 boepd. Ajustada a las recientes desinversiones en Argentina, la producción consolidada de petróleo y gas aumentó un 6% comparada con el 1T2021, debido a una mayor producción en Colombia y a los recientes éxitos de exploración en Ecuador, parcialmente compensada por una menor producción en Chile y Brasil.

El petróleo representó el 89% y 86% de la producción total reportada en el 1T2022 y 1T2021, respectivamente.

### Colombia:

La producción neta promedio de petróleo y gas en Colombia aumentó un 7% a 33.738 boepd en el 1T2022 comparado con 31.455 boepd en el 1T2021, como resultado del aumento de la producción en los bloques Llanos 34, CPO-5 y Platanillo.

Puntos destacados de la producción de petróleo y gas en los principales bloques en Colombia:

- La producción neta promedio en el bloque Llanos 34 en el 1T2022 aumentó un 6% a 26.469 bopd (o 58.818 bopd brutos), comparado con 24.866 bopd (o 55.258 bopd brutos) en el 1T2021.
- La producción neta promedio en el bloque CPO-5 en el 1T2022 aumentó un 15% a 4.545 bopd (o 15.150 bopd brutos), comparado con el 1T2021, o un 87% de incremento comparado con la producción antes de la adquisición de GeoPark en enero 2020.
- El yacimiento petrolífero Índico en el bloque CPO-5, que produce actualmente más de 19.000 bopd brutos por flujo natural y de sólo cuatro pozos, está dentro de los primeros 10 yacimientos<sup>6</sup> de petróleo de mayor producción en Colombia.
- El yacimiento petrolífero Índico (descubierto en diciembre de 2018) continúa mostrando un fuerte rendimiento de reservorio, tal lo muestra el pozo Índico 1, que aún está produciendo 5.200 bopd por flujo natural, con un corte de agua del 0,1%, y tiene una producción acumulada de más de 5,5 millones de barriles de petróleo.
- La producción neta promedio en el bloque Platanillo en el 1T2022 aumentó un 11% a 2.329 bopd comparado con 2.100 bopd en el 1T2021. El bloque produce actualmente 2.600 bopd.

### Actividades de perforación continuas en el bloque CPO-5

- Puesta en producción del pozo de desarrollo Índico 4 (perforación iniciada en diciembre de 2021), actualmente produciendo 4.200 bopd brutos de petróleo ligero con un 0,1% de corte de agua.
- Perforación del pozo de desarrollo Índico 5, actualmente siendo testeado, produciendo 4.000 bopd (en un estrangulador restringido de 34/64) de petróleo ligero con un 0,1% de corte de agua.
- El equipo de perforación se está desplazando en la actualidad para iniciar la perforación del pozo de exploración Urraca 1 en abril de 2022, testeando un prospecto de exploración en la parte norte del bloque, próximo al bloque Llanos 34.

<sup>6</sup> Basado en la producción actual en el yacimiento petrolífero Índico comparado con la última información disponible sobre la producción de petróleo por yacimiento en Colombia durante diciembre de 2021, publicada por la ANH.

### Expansión estratégica de acres en la Cuenca Llanos

- GeoPark y Parex Resources firmaron un acuerdo por el cual GeoPark obtendrá, sujeto a la firma final de los contratos, un 50% de participación en el bloque CPO-4-1, a cambio de la financiación de su 50% de participación prorrateada de los compromisos existentes, sin carry.
- El bloque CPO-4-1 se encuentra estratégicamente ubicado adyacente a los bloques Llanos 94 (no operado por GeoPark con una participación del 50%), Llanos 123 (operado por GeoPark con una participación del 50%) y CPO-5.
- El bloque cubre un área de 148.263 acres (600 km<sup>2</sup>), con cerca del 50% del bloque cubierto con sísmica 3D.
- Los compromisos existentes requieren la perforación de un pozo de exploración durante la primera fase, representando un compromiso de inversión firme de USD 5-7 millones (USD 2,5-3,5 millones netos para GeoPark) durante los próximos tres años.

### **Chile:**

La producción neta promedio en Chile disminuyó un 9% a 2.279 boepd en el 1T2022 comparado con 2.491 boepd en el 1T2021 como resultado de una menor producción de gas debido a actividades limitadas de perforación y al deterioro natural del yacimiento. El mix de producción fue 83% de gas natural y 17% de petróleo ligero en el 1T2022 y 1T2021.

Durante el 1T2022, la actividad de perforación en el bloque Fell incluyó la perforación exitosa del pozo Jauke Oeste 2, cuya terminación y testeo están previstas para el 2T2022 luego de la perforación del pozo de gas Jauke 3.

### **Brasil:**

La producción neta promedio en Brasil disminuyó un 9% a 1.815 boepd en el 1T2022 comparado con 1.984 boepd en el 1T2021. El mix de producción fue 99% gas natural y 1% petróleo y condensado en el 1T2022 y 1T2021.

### Actualización sobre el proceso de desinversión del yacimiento de gas Manatí

- En noviembre de 2020, GeoPark firmó un acuerdo para vender su participación no operada del 10% en el yacimiento de gas Manatí en Brasil a Gas Bridge por una suma total de R\$ 144,4 millones (USD ~29 millones a un cambio de R\$ 5 por dólar), incluyendo un pago fijo de R\$ 124,4 millones más un *earn-out* de R\$ 20,0 millones, todo sujeto a la obtención de determinadas aprobaciones regulatorias.
- El cierre de la transacción estuvo sujeto a determinadas condiciones que deberían haberse cumplido antes del 31 de marzo de 2022 y que no se cumplieron. Al vencimiento, GeoPark decidió no extender esta fecha límite.
- El yacimiento de gas Manatí es un activo del *upstream* de bajo riesgo, desarrollado y rentable y GeoPark continuará evaluando alternativas para maximizar el valor del yacimiento.

### **Ecuador:**

El bloque Perico se encuentra produciendo en la actualidad aproximadamente 2.000 bopd brutos, o 1.000 bopd netos de los recientes descubrimientos Jandaya y Tui, antes de la participación en la producción del Gobierno. La producción neta luego de la participación en la producción del Gobierno equivale a los 650-700 bopd. La participación en la producción del Gobierno varía según los diferentes escenarios del precio del petróleo y es de aproximadamente 30-40% con un precio del petróleo crudo Oriente de<sup>7</sup> USD 70-100 por bbl.

En el 1T2022, la producción neta promedio de petróleo en Ecuador alcanzó los 290 bopd antes de la participación del Gobierno o 190 bopd después de la participación del Gobierno, con el trimestre sólo reflejando de manera parcial la producción de los recientes descubrimientos Jandaya y Tui realizados a finales de enero y finales de marzo de 2022, respectivamente.

### Bloque Perico:

Durante el 1T2022 el operador puso en producción dos pozos de exploración, Jandaya 1 y Tui 1:

---

<sup>7</sup> Al 31 de marzo de 2021 el descuento Oriente/ Brent era de USD 5,48/ bbl.

- El pozo de exploración Jandaya 1 está produciendo actualmente 800 bopd brutos de petróleo ligero con un 1% de corte de agua.
- El pozo de exploración Tui 1 está produciendo actualmente 1.200 bopd brutos de petróleo ligero con un 1% de corte de agua.
- La producción de Jandaya y Tui ya se está entregando a un punto de acceso cercano al sistema de ductos principal de Ecuador para la venta a los mercados de exportación.
- Actualmente, GeoPark y su socio, están evaluando las subsiguientes actividades en el bloque Perico, incluyendo un plan de perforación de desarrollo potencial para los yacimientos Jandaya y Tui.
- Para mayor información, remitirse a los comunicados publicado el 24 de enero y 28 de marzo de 2022.

#### Bloque Espejo:

En el bloque Espejo, GeoPark está actualmente adquiriendo 60 km<sup>2</sup> de sísmica 3D, apuntando a iniciar la perforación del primer pozo de exploración en el 2S2022.

Los bloques Espejo y Perico son bloques de exploración atractivos, de bajo riesgo, ubicados en la Provincia de Sucumbios en la Cuenca Oriente, al noreste de Ecuador. Los bloques son adyacentes a múltiples descubrimientos y yacimientos productivos y tienen acceso a la infraestructura existente con capacidad disponible y una industria de servicio bien desarrollada.

#### **Argentina:**

##### Conclusión del proceso de desinversión de Argentina

- En noviembre de 2021, GeoPark aceptó una oferta por parte de Oilstone Energía S.A para adquirir el 100% de la participación de GeoPark en los bloques Aguada Baguales, El Porvenir y Puesto Touquet por USD 16 millones.
- El cierre de la transacción se llevó a cabo el 31 de enero de 2022 y GeoPark no informa la producción de estos bloques desde esa fecha.

#### **CÁLCULO DEL FLUJO DE CAJA LIBRE 2022 Y SENSIBILIDADES A LOS DIFERENTES PRECIOS DEL PETRÓLEO BRENT**

La siguiente tabla muestra las diferentes sensibilidades al precio del petróleo Brent utilizando como base el programa de trabajo 2022:

<b>Flujo de efectivo libre 2022<sup>8</sup></b>	<b>USD 80-85 por bbl</b>	<b>USD 95-100 por bbl</b>
(En millones de USD)		
Netback operativo	510-550	560-580
EBITDA Ajustado	460-500	510-530
Impuestos en efectivo	(40-45)	(40-45)
Gastos de capital	(160-180)	(160-180)
Pagos obligatorios de servicio de deuda <sup>9</sup>	(38-42)	(38-42)
<b>Flujo de caja libre</b>	<b>210-240</b>	<b>260-280</b>
<b>Rendimiento del flujo de caja libre (en %)</b>	<b>24-28%</b>	<b>30-32%</b>

El EBITDA Ajustado se define como las ganancias para el ejercicio (determinadas como si no se hubiera adoptado la NIIF 16 Arrendamientos) 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 de exploración, devengamiento de pagos basados en acciones, resultados no obtenidos en contratos de gestión de riesgo de commodities, gastos geológicos y geofísicos asignados a proyectos capitalizados y

<sup>8</sup> La suposición del precio del petróleo Brent hace referencia a abril- diciembre 2022 y consideran un diferencial Vasconia-Brent de USD 3-4. El flujo de caja libre excluye los cambios en el capital de trabajo.

<sup>9</sup> Excluyendo prepagos potenciales y voluntarios en la deuda financiera existente.

otros eventos no recurrentes. El netback operativo es equivalente al EBITDA Ajustado antes de gastos de efectivo incluido en los Gastos Operativos, Administrativos, Geológicos y Geofísicos y otros gastos operativos.

El flujo de caja libre se utiliza aquí como EBITDA Ajustado menos impuestos a las ganancias pagados, incluido en el flujo de caja derivado de actividades de operación, menos gastos de capital incluidos en flujos de efectivo utilizados en actividades de inversión, menos pagos de intereses obligatorios incluidos en flujos de efectivo utilizados en actividades de financiación.

El rendimiento del flujo de caja libre se calcula como el flujo de caja libre dividido por el promedio de capitalización de mercado de GeoPark desde el 3 de enero al 31 de Marzo de 2022.

## **OTRAS NOTICIAS**

### **Fecha de informe para la publicación de resultados del 1T2022, conferencia telefónica y transmisión por internet (webcast).**

GeoPark informará sus resultados financieros del 1T2022 el miércoles 11 de mayo de 2022, después del cierre del mercado.

Conjuntamente con el comunicado de prensa de resultados del 1T2022, la Gerencia de GeoPark realizará una conferencia telefónica sobre estos resultados financieros del 1T2022 el 12 de mayo de 2022 a las 10:00 de la mañana hora del este.

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](http://www.geo-park.com), o haciendo clic en el siguiente enlace:

<https://event.on24.com/wcc/r/3738306/B98B6DEBD18BAB89024E05E5E5412500>

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

Participantes de Estados Unidos: 844-200-6205

Participantes internacionales: +1 929-526-1599

Código de entrada: 970790

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](http://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**

<b>ANH</b>	Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia
<b>Netback operativo:</b>	Ingresos, menos costos operativos y de producción (neto de cargos por depreciación y devengo de opciones de compra de acciones y adjudicaciones de acciones), gastos de venta divididos y parte obtenida de contratos de gestión de riesgo de commodities. 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.
<b>Bbl</b>	Barril
<b>Boe</b>	Barriles de petróleo equivalente
<b>Boepd</b>	Barriles de petróleo equivalente por día
<b>Bopd</b>	Barriles de petróleo por día
<b>D&amp;M</b>	DeGolyer and MacNaughton
<b>Costos F&amp;D</b>	Los costos de descubrimiento y desarrollo, calculados como gastos de capital divididos por las adiciones de reservas netas aplicables antes de los cambios en el Capital de Desarrollo Futuro
<b>Km</b>	kilómetros
<b>Mboe</b>	miles de barriles de petróleo equivalente
<b>Mmbo</b>	Millones de barriles de petróleo
<b>Mmboe</b>	millones de barriles de petróleo equivalente
<b>Mcfpd</b>	miles de pies cúbicos por día
<b>Mmcfpd</b>	millones de pies cúbicos por día
<b>Mm<sup>3</sup>/día</b>	miles de metros cúbicos por día
<b>VPN10</b>	Valor presente de ingresos futuros estimados de petróleo y gas, neto de gastos directos estimados, descontado en una tasa anual del 10%.
<b>PRMS</b>	Petroleum Resources Management System (Sistema de gestión de recursos de petróleo)
<b>Sq km</b>	Kilómetros cuadrados
<b>Participación</b>	"working interest" o participación
<b>W/O</b>	Sin

## **AVISO**

Para más información sobre GeoPark, visitar la sección "Apoyo al Inversor" del sitio web [www.geo-park.com](http://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 en base a tales 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.

## **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 el crecimiento de producción esperado, cronograma esperado, recuperación económica, fecha de recompra, IRR [tasa interna de retorno], actividades de perforación, demanda de petróleo y de gas, precios de petróleo y de gas, plan de gastos de capital, programa de trabajo y pautas de inversión, rendimientos del flujo de caja libre, nuestro dividendo y programas de recompra de acciones, nuestro proceso de desapalancamiento, recursos exploratorios y de reservas. 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 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, excepto cuando se especifique lo contrario.

Las declaraciones prospectivas se refieren únicamente a la fecha en que se hacen y la Compañía no asume ninguna obligación de actualizarlas considerando 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.

Se advierte a los lectores que los recursos de exploración revelados en este comunicado de prensa no son necesariamente indicativos del desempeño a largo plazo o de la recuperación final. Los recursos potenciales sin riesgo no obstaculizan el cambio del desarrollo o la posibilidad de descubrimiento. En caso de descubrimiento, no hay certeza de que será desarrollado o, si se desarrolla, no hay certeza en cuanto al momento de tal desarrollo. No hay certeza de que alguna parte de los recursos prospectivos será descubierta. Si se descubre, no hay certeza de que será comercialmente viable para producir alguna porción de los recursos. Los volúmenes de recursos prospectivos se presentan sin riesgos.