

Parex Resources anuncia los resultados financieros del cuarto trimestre y del ejercicio fiscal para el año 2018

Calgary, Canadá

Parex Resources Inc. ("Parex" o la "Compañía") (TSX:PXT) tiene el agrado de anunciar los resultados financieros y operacionales para el año que concluyó el 31 de diciembre de 2018 y para los tres meses ("Cuarto Trimestre" o "T4") con cierre a la misma fecha.

Todas las cifras incluidas en este documento se expresan en dólares estadounidenses ("USD"), a menos que se indique lo contrario. Parex ofrecerá una conferencia telefónica el jueves 7 de marzo de 2019 a las 9:30 a.m. UTC-7:00, para conversar sobre los resultados del año fiscal y el cuarto trimestre del año 2018.

Datos operacionales y financieros sobresalientes del año 2018

- La producción anual de crudo y gas natural en el 2018 promedió los 44.408 barriles de petróleo equivalente por día ("bpe/d"), del cual el 99% fue crudo, y representa un aumento del 25% con respecto al año 2017.
- Se publicó una evaluación de las reservas independientemente evaluadas que preparó GLJ Petroleum Consultants Ltd. ("GLJ"), que presentan un crecimiento de reservas probadas más probables ("2P") del 14% con respecto al año 2017, aumentando a 184,7 millones de barriles de petróleo equivalente ("MMbpe") (participación activa neta de la compañía, 98% de crudo) al 31 de diciembre de 2018, en comparación con los 162,2 MMbpe (participación activa neta de la compañía, 99% de crudo) al 31 de diciembre de 2017, y se logró un reemplazo de reservas 2P del 238%, con una adición total de reservas brutas para el 2018 de 38,6 MMbpe.
- Los costos de Descubrimiento, Desarrollo y Adquisición ("DDyA" o "FD&A" en inglés) para el ejercicio con cierre al 31 de diciembre de 2018 fueron de \$9,75 por barril de petróleo equivalente ("bpe"), para las reservas probadas desarrolladas produciendo y \$7,29/bpe para las reservas 2P incluyendo el capital para futuros desarrollos.
- Se registró un ingreso neto de \$402,9 millones (\$2,59 por acción básica) para el ejercicio con cierre al 31 de diciembre de 2018, en comparación con el ingreso neto de \$155,1 millones (\$1,01 por acción básica) para el ejercicio con cierre al 31 de diciembre de 2017.
- Se generó un retorno neto operativo de \$41,44/bpe y un retorno neto de flujo de fondos proveniente de operaciones ("FFO") de \$23,56/bpe de un precio promedio Brent de \$71,59/bbl.
- Se generó un FFO de \$382,9 millones [\$2,46 (CAD 3,19)¹ por acción básica], un aumento del 37% con respecto al ejercicio con cierre al 31 de diciembre de 2017 de \$279,5 millones [\$1,81 (CAD 2,35)¹ por acción básica] con un aumento del 31 por ciento en el precio de referencia Brent interanual.

⁽¹⁾ Se usó la tasa promedio de cambio USD-CAD del Banco de Canadá para el T4 de 2018 de 1,3204 y el promedio anual de 2018 de 1,2957 y la tasa promedio del T4 de 2017 de 1,2713 y el promedio anual de 2017 de 1,2986.

- Se usó una parte del flujo de efectivo disponible, \$45,9 millones, para adquirir 2.745.580 acciones ordinarias de la Compañía, a un precio promedio de CAD 19,95, conforme al programa de oferta de emisor de curso normal ("OECN") de la Compañía.
- Los gastos de capital, incluyendo las adquisiciones patrimoniales, alcanzaron los \$302,3 millones, en comparación con los \$212,3 millones para el ejercicio con cierre al 31 de diciembre de 2017. Los gastos de capital se financiaron con el FFO.
- Se incrementó el capital neto de trabajo a \$218,5 millones al 31 de diciembre de 2018, en comparación con el capital neto de trabajo de \$163,4 millones al 31 de diciembre de 2017. Se finalizó el año 2018 sin ninguna deuda bancaria o a plazos.
- Se participó en la perforación de 54 pozos brutos en Colombia, resultando en 42 pozos de crudo, 1 pozo de desechos, 7 pozos abandonados y 4 pozos de inyección de agua, con una tasa de éxito del 86%.

Datos operacionales y financieros sobresalientes del cuarto trimestre

- Se logró una producción trimestral récord de crudo y gas natural de 49.300 bpe/d, un aumento del 26% sobre el cuarto trimestre del año 2017 y un aumento del 10% sobre el trimestre anterior que finalizó el 30 de septiembre de 2018, y un 11% más alta que la producción promedio de crudo y gas natural del año 2018.
- Se obtuvo un ingreso neto de \$54,1 millones [\$0,35 (CAD 0,46)⁽¹⁾ por acción básica] en comparación con el ingreso neto de \$55,9 millones (\$0,36 por acción básica) en el cuarto trimestre del 2017.
- Los volúmenes de ventas del cuarto trimestre, excluyendo el crudo comprado, promediaron los 52.161 bpe/d.
- Se logró un retorno neto operativo de \$37,89/bpe y un retorno neto de FFO de \$31,39/bpe de un precio promedio Brent de \$68,32/bbl.
- Se generó un FFO de \$150,7 millones [\$0,97 (CAD 1,28)¹ por acción básica], un aumento del 61%, en comparación con los \$93,9 millones [\$0,61 (CAD 0,78)¹ por acción básica] en el T4 de 2017.
- Los gastos de capital alcanzaron los \$76,8 millones en el período, en comparación con los \$66,3 millones en el período comparativo de 2017 y los \$302,3 millones para todo el año 2018. El programa de gastos de capital para el T4 incluyó \$43,4 millones para las actividades de perforación y terminación de pozos.
- Se registró un flujo libre de fondos de \$73,9 millones para el período de tres meses con cierre al 31 de diciembre de 2018.
- El capital neto de trabajo fue de \$218,5 millones al 31 de diciembre de 2018, en comparación con los \$143,2 millones al 30 de septiembre de 2018 y los \$163,4 millones al 31 de diciembre de 2017.
- Se participó en la perforación de 8 pozos brutos (4,3 netos)⁽²⁾ en Colombia, resultando en 7 pozos de crudo y 1 pozo de desechos, con una tasa de éxito del 88% en el T4 de 2018, en comparación con los 46 pozos brutos en los nueve meses anteriores de 2018 y 10 pozos brutos en el cuarto trimestre de 2017.

En el año 2018, Parex fortaleció su balance contable y finalizó el año con un superávit de capital neto de trabajo más alto y sin deuda a largo plazo.

⁽²⁾ Pozos de petróleo: Andina-2, Jacana-14, Jacana-19, Tigana Norte-11, Tigana Norte-12, Tigana Norte-14 y Tua-11; y pozo abandonado: Anacaona-1.

	Tres meses con cierre al			Ejercicio finalizado al		
	31 de dic. de 2018	31 de dic. de 2017	30 de sep. de 2018	31 de diciembre de		
	2018	2017	2018	2018	2017	2016
Operativo						
Producción diaria promedio						
Crudo (bpe/d)	49.300	39.007	45.020	44.408	35.541	29.715
Ventas diarias promedio de crudo y gas natural producidos						
Crudo (bbl/d)	51.420	38.203	42.961	43.903	35.181	29.593
Gas (Mpc/d)	4.446	2.724	3.834	3.720	1.974	1.452
Crudo y Gas (bpe/d)	52.161	38.657	43.600	44.523	35.510	29.835
Inventario de crudo – cierre del período (barriles)	60.977	103.020	324.197	60.977	103.020	92.306
Retorno neto operativo (\$/bpe)⁽¹⁾						
Precio de referencia - Brent (\$/bbl)	68,32	61,46	75,84	71,59	54,75	45,12
Ingresos de crudo y gas (excluyendo cobertura (hedging))	55,42	50,43	61,69	58,64	43,73	33,07
Regalías	(7,93)	(5,58)	(9,30)	(8,17)	(4,52)	(3,14)
Ingresos netos	47,49	44,85	52,39	50,47	39,21	29,93
Gastos de producción	(5,62)	(5,41)	(5,40)	(5,54)	(5,34)	(4,88)
Gastos de transporte	(3,98)	(4,05)	(2,58)	(3,49)	(4,18)	(7,02)
Retorno neto operativo (\$/bpe)⁽¹⁾	37,89	35,39	44,41	41,44	29,69	18,03
Flujo de fondos proveniente de operaciones (\$/bpe)⁽¹⁾						
	31,39	26,39	36,68	23,56	21,57	13,20
Financiero (miles de dólares excepto por cantidad de acciones)						
Ingresos por crudo y gas natural						
	270.599	180.738	250.909	965.723	572.768	393.958
Ingresos netos						
	54.060	55.921	88.731	402.904	155.078	(46.444)
Por acción – básica	0,35	0,36	0,57	2,59	1,01	(0,31)
Flujo de fondos proveniente de						
Por acción – básica	150.658	93.861	147.147	382.941	279.528	144.131
	0,97	0,61	0,95	2,46	1,81	0,95
Gastos de capital y adquisiciones patrimoniales						
	76.758	66.341	66.808	302.343	212.346	111.722
Activos totales						
	1.726.972	1.121.908	1.681.115	1.726.972	1.121.908	918.671
Superávit de capital de trabajo	218.526	163.401	143.243	218.526	163.401	93.290
Deuda bancaria ⁽²⁾	—	—	—	—	—	—
Acciones en circulación (cierre del período) (en miles)						
Básicas	155.014	154.742	155.435	155.014	154.742	152.990
Básicas promedio ponderado	155.403	154.812	155.424	155.417	154.209	152.184
Diluidas ⁽³⁾	161.991	164.055	162.740	161.991	164.055	163.466

(1) El cuadro anterior contiene métricas consideradas no P.C.G.A. (Principios Contables Generalmente Aceptados). Para más información, ver el párrafo "Términos No P.C.G.A."

(2) Límite de línea de crédito de \$200 millones al 31 de diciembre de 2018.

(3) Las acciones diluidas incluyen los efectos de las acciones ordinarias y la opción de compra de acciones "dentro del dinero" en circulación al cierre del período. Al cierre del 31 de diciembre de 2018, el precio de cotización en la Bolsa de Valores de Toronto era de CAD 16,35 por acción.

Orientativa para el año 2019

La orientativa de Parex para el año 2019, como se difundió anteriormente en el comunicado del 18 de diciembre de 2018, es la siguiente:

Producción (promedio para el período)	52.000 a 54.000 bpe/d
Total de Gastos de capital	\$200 a \$230 millones
Flujo de fondos proveniente de operaciones (FFO)	A un Brent de \$60/bbl: \$450 a \$500 millones
Flujo de fondos disponible (punto medio FFO menos punto medio de Total gastos de capital)	\$260 millones

Los gastos por inversión de capital planeados están aproximadamente divididos de forma pareja entre los programas de mantenimiento, desarrollo, y exploración/nuevo crecimiento. El punto medio de la orientativa de producción para el año 2019 refleja un crecimiento interanual de aproximadamente el 20%, en comparación con el año 2018 y no incluye posibles volúmenes de producción como resultado del programa de exploración ni la acumulación a accionistas que resulten de ejecutar un programa importante de OEEN ("Oferta de emisor de curso normal") en el 2019. Según esta supuesta orientativa, a los niveles actuales de precio Brent de aproximadamente \$60/bbl, la Compañía espera generar un significativo flujo de efectivo disponible, que se puede utilizar para financiar la oferta de emisor de curso normal.

Se espera que la producción promedio para el T1 de 2019 sea de por lo menos 51.000 bpe/d y que la producción promedio del T2 de 2019 supere los 52.000 bpe/d.

Informe actualizado sobre las operaciones

Capachos (participación activa del 50%). Se realizó el inicio de perforación en el pozo exploratorio Andina Norte-1 para evaluar las formaciones Mirador Guadalupe y Une en un compartimiento no perforado en la estructura Capachos. Actualmente se está perforando el pozo a una profundidad de aproximadamente unos 16.000 pies (4.877 metros). Esperamos alcanzar la profundidad objetiva de 19.100 pies (5.822 metros) durante el mes de abril de 2019.

Oferta de emisor de curso normal

Al 5 de marzo de 2019, Parex ha comprado para su cancelación 5.504.355 acciones ordinarias de la Compañía a un precio promedio de CAD 18,47 por acción, conforme a su oferta de emisor de curso normal que comenzó el 21 de diciembre de 2018. De conformidad con la oferta de emisor de curso normal, Parex podrá comprar para su cancelación hasta 15.041.319 acciones ordinarias antes del 20 de diciembre de 2019.

Asamblea General Anual

Parex tiene planeado celebrar su Asamblea General Anual el miércoles, 8 de mayo de 2019 a las 9:30 a.m. (hora de la montaña) en el Centro de Conferencias de Eighth Avenue Place, ubicado en 525 Eighth Avenue SW, Calgary.

Conferencia telefónica y transmisión por Internet del T4 de 2018

Parex conducirá una conferencia telefónica para conversar sobre los resultados financieros del T4 y del Cierre del Ejercicio del año 2018 el día jueves 7 de marzo de 2019 a las 9:30 horas (hora de la montaña).

Para participar de la conferencia telefónica en Canadá y los Estados Unidos, disque 1-866-696-5910, y luego ingrese el código 4721458 #.

El audio en vivo se podrá escuchar en: <https://edge.media-server.com/m6/p/jncedw2d>

Las personas ubicadas fuera de Canadá y los Estados Unidos están invitadas a acceder a este evento por medio de la transmisión vía Web, o llamando a sus números de discado correspondientes a su ubicación disponible por medio de este enlace.

<https://www.confsoptions.ca/ILT?oss=7P1R8666965910>

Este comunicado de prensa no constituye una oferta para la venta de títulos y valores, ni tampoco una solicitud de oferta para la compra de títulos y valores, en jurisdicción alguna.

Para más información, sírvase comunicarse con:

Mike Kruchten

Vicepresidente Senior, Mercados de Capitales y Planeamiento Corporativo

Parex Resources Inc.

Teléfono: (403) 517-1733

Investor.relations@parexresources.com

LA DISTRIBUCIÓN O DIFUSIÓN DE ESTE COMUNICADO NO ESTÁ AUTORIZADA EN LOS ESTADOS UNIDOS.

Métricas fuera del marco de los P.C.G.A.

La Compañía divulga varias medidas financieras ("Métricas fuera del marco de los P.C.G.A.") en este documento que no tienen ningún significado estandarizado bajo las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"). Estas métricas financieras incluyen el retorno neto operativo por bpe, el flujo de fondos por bpe, el flujo de fondos proveniente de operaciones por bpe y el flujo de fondos disponible. La Dirección emplea estas medidas, que están fuera del marco de los P.C.G.A., para medir su propio rendimiento y brindar a sus accionistas e inversores una métrica adicional sobre la eficacia de la Compañía y su habilidad para financiar una porción de sus gastos futuros de capital.

La Compañía considera los retornos netos operativos por bpe como una medida clave, ya que demuestra la rentabilidad de Parex con respecto a los precios actuales de las materias primas. Seguidamente se incluye una descripción de cada componente del retorno neto operativo por bpe de la Compañía y cómo se determina:

- El valor de ventas de crudo y gas natural por bpe se determina por los ingresos de ventas excluyendo los contratos de gestión de riesgo menos el ingreso de crudo no monetario de los volúmenes de extracción por exceso del oleoducto Ocesa dividido por el volumen total de ventas equivalente que incluyen los volúmenes de crudo comprado.
- El valor de las regalías por bpe se determina dividiendo el gasto de regalía por el volumen total de ventas equivalente y excluye los volúmenes de crudo comprados.
- El valor del gasto de producción por bpe se determina dividiendo el gasto de producción por el volumen total de ventas equivalente y excluye los volúmenes de crudo comprado.
- El valor del gasto de transporte por bpe se determina dividiendo el gasto de transporte por el volumen total de ventas equivalente incluyendo los volúmenes de crudo comprados.

El flujo de fondos proveniente de operaciones por bpe o el retorno neto por flujo de fondos por bpe es una métrica fuera del marco de los P.C.G.A. que incluye todos los valores monetarios de actividades operativas y se calcula antes de los cambios en el capital de trabajo no monetario, dividido por los volúmenes de ventas de crudo y gas natural producidos.

El flujo de fondos disponible se determina por el flujo de fondos por operaciones menos los gastos de inversión de capital.

Se advierte a los accionistas e inversores que estas medidas no deben interpretarse como una alternativa al ingreso neto u otras medidas del desempeño financiero, como se determinan de acuerdo con las NIIF. El método de Parex para calcular estas medidas puede ser distinto a otras compañías y, por lo tanto, podrían no ser comparables con las medidas similares empleadas por otras compañías. Para más información acerca de estas métricas financieras ver el Análisis y Discusión de la Dirección más reciente de la Compañía, que se encuentra disponible en www.sedar.com.

Nota de advertencia acerca de temas relacionados con el petróleo

La información de reservas resumida en este comunicado de prensa proviene de informes preparados por nuestro evaluador independiente de reservas, GLJ Petroleum Consultants Ltd. ("GLJ"), con fecha 7 de febrero de 2019, con una fecha de vigencia al 31 de diciembre de 2018, y con fecha 3 de febrero de 2018 con una fecha de vigencia al 31 de diciembre de 2017. Se preparó cada uno de estos informes de acuerdo con las definiciones, las normas y los procedimientos incluidos en el Manual Canadiense de Evaluación de Petróleo y Gas ("CEPG") y el Instrumento Nacional 51-101, Estándares de Divulgación para las Actividades Petroleras y de Gas ("NI 51-101"). Todas las reservas presentadas al 31 de diciembre de 2018 se basan en los precios pronosticados por GLJ vigentes al 1 de enero de 2010; todas las reservas presentadas al 31 de diciembre de 2017 se basan en los precios pronosticados por GLJ vigentes al 1 de enero de 2018. La información adicional sobre reservas para el 31 de diciembre de 2018, como lo exige el NI 51-101 se incluirá en el Formulario de Información Anual de la Compañía, que se registrará con SEDAR antes del 1ro de abril de 2019. La información adicional con respecto a nuestras reservas al 31 de diciembre de 2017 está incluida en el Formulario de Información Anual.

La recuperación y las estimaciones de reservas de crudo suministradas en este comunicado de prensa se consideran únicamente como estimaciones, y no se garantiza que las reservas estimadas puedan recuperarse. Las reservas concretas de crudo podrán ser superiores, o inferiores, a las estimaciones que se suministran en este documento. Las reservas "probadas" son aquellas reservas que pueden estimarse, con un alto grado de certeza, que serán recuperadas. Es posible que las cantidades remanentes concretas recuperadas excedan las reservas probadas estimadas. Las reservas "posibles" son aquellas reservas adicionales que tienen menos certeza de ser recuperadas que las reservas probables. Es igualmente posible que las cantidades remanentes concretas recuperadas puedan ser mayores o menores a la suma de las reservas probadas más probables estimadas.

El término "Bpe" significa un barril de petróleo equivalente sobre la base de 6 Mpc de gas natural por un (1) barril de petróleo ("bbl"). Los "Bpe" pueden inducir al error, especialmente si se usan fuera de contexto. Una tasa de conversión de bpe de 6 Mpc: 1 bbl se basa en un método de conversión de equivalencia de energía aplicable principalmente a la punta del quemador y no representa un valor de equivalencia en la cabeza de pozo. Dada la tasa de valor basada en el precio actual del petróleo crudo comparado con el gas natural es significativamente diferente de la equivalencia de energía de 6 Mpc: 1 bbl, utilizando una tasa de conversión a 6 Mpc: 1 barril puede inducir al error como un indicador de valor.

Este comunicado de prensa incluye varias métricas de petróleo y gas, a saber, costos de descubrimiento, desarrollo y adquisición ("DDyA"), reemplazo de reservas, adiciones de reservas y retornos netos operativos. La Dirección ha preparado estas métricas de petróleo y gas, que no tienen significados normalizados o métodos estándar de cálculo y, por lo tanto, tales medidas pueden no ser comparables con medidas similares empleadas por otras compañías y no se deberían usar para hacer comparaciones. Se han incluido tales métricas en este documento para proporcionar medidas adicionales a los lectores para que evalúen el desempeño de la Compañía; sin embargo, tales medidas no se consideran indicadores confiables del desempeño futuro de la Compañía y el desempeño futuro no puede compararse con el desempeño en períodos anteriores y, por lo tanto, no se debería depender excesivamente de tales métricas. La Dirección usa estas métricas de petróleo y gas para medir su propio desempeño y proporcionar a los tenedores de valores con medidas para comparar las operaciones de la Compañía con el tiempo. Se advierte a los lectores que no deberían depender de la información proporcionada en estas métricas, o que se puedan derivar de las métricas derivadas en este comunicado de prensa, para decisiones de inversión u otros propósitos.

DDyA es la suma de los gastos totales de capital incurridos en el período y el cambio en el capital de desarrollo futuro ("CDF") necesario para desarrollar las reservas. El costo de DDyA por barril se determina dividiendo las adiciones de reservas netas del período actual por el costo de DDyA del período correspondiente. El capital total incluye tanto los gastos de capital incurridos como los cambios en el capital de desarrollo futuro necesario para producir las reservas probadas no desarrolladas y las reservas probables durante el período pertinente. Las adiciones de reservas se calculan como el cambio en las reservas desde el comienzo hasta el fin del período pertinente sin incluir la producción. La suma de los costos de

exploración y desarrollo incurridos en el año financiero más reciente y el cambio durante ese año en los costos estimados de DDyA no reflejarán generalmente los costos totales de descubrimiento y desarrollo relacionados con las adiciones de reservas para ese año. Los cambios en los DDyA ocurren anualmente como consecuencia de las actividades de desarrollo, las actividades de adquisición y disposición y los estimados de costos de capital que reflejan nuestra mejor estimación del evaluador independiente de reservas de lo que costará hacer producir las reservas probadas no desarrolladas y las reservas probables.

El reemplazo de reservas se calcula como 38,6 millones de barriles de adiciones de reservas probadas más probables brutas de crudo equivalente (incluyendo adquisiciones) durante el ejercicio con fecha de cierre al 31 de diciembre de 2018, dividido por la producción anual actual de 44.408 barriles por día y expresado como un porcentaje. Las adiciones de reservas se calculan como el cambio en las reservas probadas más probables del 31 de diciembre de 2017 [162,236 millones de barriles de petróleo equivalente (participación activa neta de la Compañía)] al 31 de diciembre de 2018 [184,674 millones de barriles de petróleo equivalente (participación activa neta de la Compañía)] excluyendo la producción de aproximadamente 16,2 millones de petróleo equivalente (participación activa neta de la Compañía).

Nota de advertencia acerca de las Declaraciones Prospectivas

Parte de la información con respecto a Parex que se incluye en este documento contiene declaraciones prospectivas que implican importantes riesgos e incertidumbres, conocidos y desconocidos. El uso de cualquiera de las palabras tales como "planear", "estimar", "prospectivo", "proyectar", "tener intenciones de", "creer", "debería", "prever", "anticipar", "estimar", "proyectar", "proyección", "presupuestar" u otras palabras similares, o declaraciones que ciertos eventos o condiciones "puedan ocurrir" u "ocurrirán" tiene por objeto identificar declaraciones prospectivas. Tales declaraciones representan proyecciones, estimaciones o creencias internas de Parex con respecto, entre otras cosas, al crecimiento futuro, los resultados de las operaciones, la producción, la inversión de capital y otros gastos en el futuro (incluyendo el monto, la naturaleza y las fuentes de financiamiento de tales inversiones), las ventajas competitivas, los planes para la actividad de perforación y sus resultados, los asuntos medio ambientales, los prospectos y las oportunidades comerciales. Estas declaraciones deben considerarse únicamente como predicciones y los acontecimientos o resultados concretos podrán ser considerablemente distintos de las mismas. Aunque la dirección de la Compañía juzga que las expectativas reflejadas en las declaraciones prospectivas son razonables, la misma no puede garantizar ningún resultado, ni los niveles de actividad, ni el desempeño ni los logros, en el futuro, ya que tales expectativas están básicamente sujetas a importantes incertidumbres y contingencias comerciales, económicas, competitivas, políticas y sociales. Diversos factores podrían afectar los resultados actuales de Parex, haciendo que sean considerablemente diferentes de aquellos expresados o insinuados en estas declaraciones prospectivas efectuadas por, o en nombre de, Parex.

En particular, las declaraciones prospectivas contenidas en este documento incluyen, pero no están limitadas a, declaraciones con respecto a las características de desempeño de las propiedades petroleras de la Compañía; los gastos de capital anticipados de la Compañía para el 2019, incluyendo su distribución y los planes de la Compañía para financiar su programa de capital de 2019 a partir del flujo de fondos proveniente de operaciones. el flujo de fondos provenientes de operaciones proyectado para el 2019 de la Compañía de acuerdo con ciertos precios de crudo y el flujo de fondos disponibles anticipados de la Compañía para el 2019; el crecimiento de la producción interanual anticipada proveniente de la orientativa de producción para el 2019; la capacidad de la Compañía de generar el flujo de efectivo disponible y su distribución; las tasas de producción de la Compañía estimadas para todo el año 2019 y la producción promedio esperada para el T1 de 2019 y el T2 de 2019; el plazo esperado de alcanzar la profundidad de perforación objetivo del prospecto Andina Norte-1 en Capachos. Asimismo, las declaraciones relacionadas con las "reservas" son por su naturaleza declaraciones prospectivas, ya que involucran la evaluación implícita, basada en ciertas estimaciones y supuestos, de que los recursos podrán ser redituablemente producidos en el futuro. Las estimaciones y la recuperación de las reservas de Parex que se suministran en este comunicado son únicamente estimaciones, y no existe ninguna garantía de que las reservas estimadas podrán recuperarse.

Estas declaraciones prospectivas están sujetas a diversos riesgos e incertidumbres, incluyendo, pero no limitados a: el impacto de las condiciones económicas generales en Canadá y Colombia; la volatilidad de los precios de materias primas; la situación del sector que incluye cambios en las leyes y la normativa, incluyendo la adopción de nuevas leyes y normativa medioambientales, y cambios en la interpretación y el cumplimiento de las mismas, tanto en Canadá como en Colombia; la competencia; la falta de disponibilidad de personal calificado; los resultados de exploración y perforación de pozos de desarrollo y actividades relacionadas; la obtención de aprobaciones necesarias de las autoridades normativas en Canadá y Colombia; los riesgos asociados con negociar con gobiernos extranjeros y el riesgo país asociado con llevar actividades internacionales; la volatilidad de los precios de mercado para el petróleo; las fluctuaciones en el cambio de divisas o las tasas de interés; los riesgos medioambientales; las modificaciones a la legislación sobre impuestos a la renta, a las tasas impositivas o los programas de incentivos relacionados con la industria petrolera; los cambios a la capacidad de oleoductos; la capacidad de acceder a suficiente capital de origen interno y externo; el riesgo de que la evaluación de Parex de su cartera actual de oportunidades de desarrollo y exploración no esté alineada con sus expectativas; que los resultados de pruebas de producción no sean necesariamente una indicación del rendimiento a largo plazo o la recuperación final; el no poder alcanzar las metas de producción; y otros factores, muchos de los cuales se encuentran fuera del control de la Compañía. Se advierte a los lectores que la lista precedente de factores no es una lista completa. La

información adicional sobre estos y otros factores que pueden afectar las operaciones y los resultados financieros de Parex, se incluyen en las memorias que se registran ante las autoridades normativas de títulos y acciones de Canadá. Estos documentos se pueden acceder a través del sitio SEDAR (www.sedar.com).

Si bien las declaraciones prospectivas incluidas en este documento se basan en supuestos, los que la dirección de la Compañía considera razonables, la Compañía no puede garantizar a los inversores que los resultados concretos corresponderán con estas declaraciones prospectivas. Con respecto a las declaraciones prospectivas incluidas en este documento, Parex realizó supuestos con respecto, entre otras cosas a: los precios de materias primas y regímenes de regalías en vigencia y anticipados; la disponibilidad de personal calificado; los plazos y el monto de los gastos de inversión de capital; las tasas de cambio futuras; el precio del crudo, incluyendo el precio Brent de crudo que se anticipa; el impacto de un aumento en la competencia; las condiciones generales de los mercados económicos y financieros; la disponibilidad de equipos de perforación y el equipamiento relacionado; la recepción de las aprobaciones de asociados, entes normativos y la comunidad; las tasas de regalías; los futuros costos operacionales; los efectos de la normativa por parte de los organismos gubernamentales; el acceso ininterrumpido a las áreas de operaciones e infraestructura de Parex; la recuperabilidad de las reservas y los futuros índices de producción; los plazos de perforación y terminación de pozos; el cronograma en marcha de la producción de pozos exploratorios exitosos; el desempeño operativo de los campos productores no operados; la capacidad de oleoductos; que Parex cuente con el suficiente flujo de efectivo, las fuentes de deuda o de capital u otros recursos financieros necesarios para financiar sus gastos y requerimientos de capital y operativos como sea necesario; que la conducta y los resultados de las operaciones de Parex correspondan con sus expectativas; que Parex cuente con la habilidad de desarrollar sus propiedades petroleras de la manera actualmente contemplada; las condiciones, leyes y reglamentos de la industria en vigencia o propuestos, cuando sea aplicable, continúen en efecto o como se anticipa en este documento; que las estimaciones de los volúmenes de reservas y de producción de Parex y los supuestos relacionados con los mismos (incluyendo los precios de materias primas y costos de desarrollo) sean exactos en todos los aspectos significativos; que Parex pueda obtener las ampliaciones de contratos o cumplir con las obligaciones contractuales exigidas para retener sus derechos a explorar, desarrollar y explotar cualquiera de sus propiedades no desarrolladas; y otros temas.

La dirección ha incluido el antedicho resumen de supuestos y riesgos relacionados con la información prospectiva provista en este documento, para brindarles a los accionistas una perspectiva más completa sobre las operaciones actuales y futuras de Parex; sin embargo, tal información puede no ser adecuada para otros propósitos. Los resultados, el desempeño o los logros concretos de Parex pueden diferir considerablemente de aquellos expresados en, o sugeridos por, estas declaraciones prospectivas. Por lo tanto, no se garantiza que alguno de los eventos anticipados por las declaraciones prospectivas se concrete o suceda, o si es el caso en alguno de ellos, y de qué manera beneficiará a Parex. Estas declaraciones prospectivas se formulan a la fecha de la preparación de este documento y Parex no asume ninguna responsabilidad de actualizar públicamente ninguna de las declaraciones prospectivas, ya sea como resultado de información nueva, eventos o resultados futuros o de otro tipo, excepto cuando la legislación de valores correspondiente así lo exija.

Este comunicado de prensa y, en especial la información con respecto a los gastos de capital anticipados de la Compañía para el 2019 pueden incluir información financiera orientada al futuro ("FOFI", por sus siglas en inglés) dentro del significado de la legislación de títulos y valores correspondiente. La Dirección ha preparado el FOFI para ofrecer un panorama de los resultados financieros y las actividades de la Compañía y puede no ser adecuado para otros propósitos. Se preparó el FOFI sobre la base de varios supuestos incluyendo los supuestos incluidos en este comunicado de prensa. Los resultados actuales de las operaciones de la Compañía y los resultados financieros resultantes pueden variar de los importes establecidos en este documento, y tales variaciones podrán ser significativas. La Compañía y su dirección consideran que el FOFI se ha preparado sobre una base razonable, que reflejan las mejores estimaciones y juicios de la dirección. El FOFI que se incluye en este comunicado de prensa se preparó a la fecha de este comunicado de prensa y Parex no asume ninguna responsabilidad de actualizar este comunicado de prensa públicamente, ya sea como resultado de información nueva, eventos futuros o de otro tipo, excepto cuando la legislación correspondiente así lo exija.

Ni la TSX (Bolsa de Valores de Toronto) ni su Proveedor de Servicios de Normativa (como se define a este término en las políticas de TSX) aceptan responsabilidad alguna por la idoneidad o exactitud de este comunicado.

Traducción

El presente comunicado de prensa fue preparado en inglés y posteriormente traducido al español. En caso de diferencias entre la versión en inglés y sus traducciones, prevalecerá el contenido del documento en inglés.