

13 SEP 2019 14:37

phoenix GLOBAL
RESOURCES

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 13 de septiembre de 2019

Señores:

Bolsa de Comercio de Buenos Aires

Sarmiento 299

Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Presente**Ref. Phoenix Global Resources PLC
s/ Resultados Intermedios no
auditados al 30/06/19**

De mi mayor consideración:

Quien suscribe la presente, en mi carácter de autorizada de Phoenix Global Resources plc (anteriormente denominada Andes Energía plc) ("PGR" o la "Sociedad"), constituyendo domicilio a los fines de las presentes actuaciones en la calle Suipacha 1111 piso 18 (C1008AAW), Buenos Aires, tel: 4114-3026, fax 4114-3001/2, Estudio Perez Alati, Grondona, Benites & Arntsen, Domicilio electrónico bsa@pagbam.com.ar (Atención: Dras. María Gabriela Grigioni / Bárbara Santori), me dirijo a Uds. a los efectos de acompañar a la presente un ejemplar de los resultados intermedios no auditados para el período de seis meses hasta el 30 de junio de 2019 de la Sociedad.

Sin otro particular, solicitando respetuosamente se dé curso al presente trámite, aprovechamos la oportunidad para saludar a Uds. muy atentamente.



Bárbara Santori
Autorizada

13 de septiembre de 2019

Phoenix Global Resources plc
(“Phoenix” o la “Sociedad”)

RESULTADOS INTERMEDIOS NO AUDITADOS PARA EL PERÍODO DE SEIS MESES HASTA EL 30 DE JUNIO DE 2019

Phoenix Global Resources (AIM: PGR; BCBA: PGR), la Sociedad *upstream* de petróleo y gas que ofrece a sus inversores exposición directa a las formaciones *shale* de Vaca Muerta en Argentina y otros recursos no convencionales, se complace en anunciar sus resultados intermedios no auditados para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019.

Hechos operativos destacados

- Los primeros dos pozos horizontales no convencionales en Mata Mora tuvieron tasas de producción de hasta 1.000 beppd por pozo en las pruebas iniciales
- Continúan las pruebas extendidas de pozos con producción retenida en ambos pozos para permitir un mejor análisis de fondo
- Producción de un total de 77.508 barriles de crudo ligero de los pozos de Mata Mora durante julio (34.356 barriles) y agosto (43.152 barriles)
- Perforación inicial del pozo vertical no convencional de Agrío en el área de Puesto Rojas como parte de la actual campaña de desarrollo, y perforación de tres pozos adicionales luego del período
- Producción diaria promedio de 9.630 beppd (S2 2018: 10.080 beppd y S1 2018: 10.776 beppd)

Hechos destacados de los resultados intermedios de 2019

- Ingresos de USD 68,6 millones (S1 de 2018: USD 92,9 millones)
- Precio realizado del petróleo de USD 52,23/bbl (S1 de 2017: USD 60,34/bbl (antes de la cobertura)), lo que refleja precios de Brent más bajos y el efecto de la devaluación del peso en la fijación de los precios de referencia locales
- Pérdida operativa de USD 32,9 millones (S1 de 2018: pérdida de USD 19,9 millones)
- Pérdida reportada de EBITDAX¹ de USD 5,2 millones (S1 de 2018: ganancia de USD 18,5 millones)
- EBITDAX ajustado en el S1 de 2019 de USD 13,0 millones (S1 de 2018: USD 18,5 millones), sin incluir pérdidas por terminación de licencias

Panorama

- Intención de solicitar una concesión de desarrollo no convencional en Mata Mora una vez finalizado el período de pruebas de pozos extendido
- Reducción temporal de los precios de petróleo realizados de petróleo luego del período, en Dólares, debido al decreto del gobierno para gestionar el impacto de la reciente devaluación monetaria sobre el consumidor final

Javier Vallesi, Director de Operaciones (COO), dijo:

“Nos alientan los resultados iniciales de los dos primeros pozos horizontales no convencionales de la Sociedad en Mata Mora. Estos pozos representan un logro importante en el desarrollo de Phoenix como una sociedad de producción de petróleo y gas no convencional enfocada en Vaca Muerta y otros recursos no convencionales en Argentina.

Además del progreso logrado en Mata Mora, nuestro trabajo en Puesto Rojas continúa luego de la adjudicación de la primera concesión de desarrollo no convencional en la provincia de Mendoza. Hemos perforado con éxito cuatro pozos verticales no convencionales en el marco de un programa de ocho pozos con objetivo en la formación *folded* Agrio, y la perforación de cada pozo se realizó en el tiempo y la forma planeada. Espero brindar nuevas actualizaciones a medida que comience la campaña de terminación de pozos más adelante en el año.”

Notas:

¹ El EBITDAX representa ganancias antes de intereses, impuestos, depreciación, amortización y gastos de exploración. El EBITDAX se concilia en el estado de resultados. El EBITDAX ajustado se establece antes/después del ajuste para ítems identificados específicos.

Para mayor información, por favor contacte a:

Phoenix Global Resources plc Kevin Dennehy, CFO T: +54 11 5258 7500

Shore Capital Antonio Bossi T: +44 20 7408 4090
Broker conjunto y Asesor nominado David Coaten

Panmure Gordon Charles Lesser T: +44 20 7886 2500
Broker conjunto

Camarco Billy Clegg T: +44 20 3757 4980
RP financiero Owen Roberts
James Crothers

Análisis de persona calificada

De conformidad con las guías del AIM para sociedades mineras y de petróleo y gas, el Sr. Javier Vallesi y el Sr. Greg Easley han revisado la información contenida en el presente anuncio. El Sr. Vallesi, Director de operaciones (COO) del grupo, es un ingeniero en petróleo con más de 22 años de experiencia en la industria del petróleo y el gas y es miembro del Instituto Argentino de Petróleo y Gas. El Sr. Easley, Gerente *Senior* – Reservorio e Ingeniería, es un ingeniero en petróleo con más de 10 años de experiencia en la industria del petróleo y el gas, es un Ingeniero Profesional matriculado en el estado de Texas, y es miembro de la Sociedad de Ingenieros del Petróleo.

Sobre Phoenix

Phoenix Global Resources es una sociedad independiente que cotiza tanto en la Bolsa de Valores de Londres (AIM:PGR) como en la Bolsa de Valores de Buenos Aires (BCBA:PGR), cuya actividad principal es la exploración y explotación de petróleo y gas en Argentina. La Sociedad posee más de 1,8 millones de acres de participación efectiva en la explotación en licencias en Argentina (de los cuales, se operan más de 0,7 millones), participación efectiva en la explotación en reservas 2P por 57,1 millones de barriles equivalentes de petróleo (“bep”), y participación efectiva en la explotación en una producción promedio de 10.249 beppd en 2018. Phoenix tiene una exposición significativa a la oportunidad no convencional en Argentina mediante sus 700.000 acres aproximados de participación efectiva en la explotación con Vaca Muerta y otro potencial no convencional.

Análisis operativo

Licencias y desarrollo comercial

En febrero de 2019, la Sociedad firmó un contrato de operación conjunta con GyP, la sociedad de gas y petróleo de propiedad de la Provincia de Neuquén, para la explotación, desarrollo y producción del área Corralera Noroeste. En julio de 2019, el contrato recibió la aprobación definitiva de la Provincia de Neuquén. La concesión se encuentra adyacente a las concesiones existentes de la Sociedad Corralera Sur y Corralera Noreste, y las tres áreas juntas abarcan aproximadamente 82.000 acres con exposición en Vaca Muerta. La confirmación de la licencia Corralera Noroeste por parte de la Provincia unifica todas las áreas que comprenden Corralera bajo los derechos de operación de Phoenix, con G&P como socio con el 10%.

Los vecinos del bloque Corralera, la concesión Filo Morado cuyo operador es YPF, han comenzado recientemente las terminaciones no convencionales como parte del programa de evaluación.

Actividad de perforación y terminaciones

Mata Mora

A finales de junio, comenzaron las operaciones de *flowback* en ambos pozos MMx-1001 y MMx-1002 en Mata Mora. La perforación de ambos pozos de Mata Mora finalizó a comienzos del ejercicio y los pozos fueron terminados de manera no convencional en el horizonte La Cocina de la formación Vaca Muerta en junio 2019.

Los pozos se perforaron desde una sola locación y cada pozo contó con una sección lateral de más de 2.000 metros. Los pozos fueron geo-dirigidos con éxito con más del 90% de cada lateral mantenido dentro de una ventana de siete metros en la formación Vaca Muerta. Los pozos se terminaron simultáneamente usando el último diseño de fractura secuencial de alta intensidad seleccionado específicamente en función de los aprendizajes de los pozos laterales de Vaca Muerta perforados por otros operadores en ubicaciones cercanas.

En las pruebas realizadas hasta la fecha, cada pozo de Mata Mora ha visto tasas de producción de aproximadamente 1.000 beppd con una presión de reservorio superior a 9.900 psi. El petróleo continúa desplazando agua durante el proceso de *flowback* en curso. Sin embargo, los pozos se retuvieron mientras continúan las pruebas de fondo de pozo, lo que resulta en tasas de producción promedio más bajas. La Sociedad está en el proceso de evaluar los resultados de los pozos a medida que continúa el *flowback* como parte de una prueba de pozo extendida.

Estos dos pozos satisfacen los compromisos iniciales de la Sociedad para la licencia.

Al momento de finalizar la fase de pruebas extendidas, la Sociedad podrá solicitar el otorgamiento de una concesión de explotación no convencional para el bloque Mata Mora. Dicha solicitud incluirá un compromiso por un programa piloto de desarrollo para Mata Mora.

Durante el mes de agosto de 2019, se produjo un total de 43.152 barriles de crudo ligero con una gravedad API de 36,5 grados de los dos pozos laterales de Mata Mora. En total, los dos pozos han producido 77.508 barriles (bruto) in julio y agosto de 2019.

Área Puesto Rojas

El pozo vertical CDM-3004 previamente perforado fue terminado en abril y, luego de una corta fase de *flowback*, fue puesto en producción. Este fue el último pozo en ser perforado en el marco de la campaña de evaluación que deberá completarse en Puesto Rojas. CDM-3004 fue designado para probar el Agrio superior en la posición de plegado donde las terminaciones no convencionales de pozos previos apuntaban al Agrio inferior en la posición de plegado. Todos los pozos perforados en Puesto Rojas como parte de la reciente campaña de evaluación vertical no convencional han estado produciendo a una tasa combinada promedio diaria de 552 beppd al 30 de junio.

El primer pozo vertical de la campaña de desarrollo no convencional en Agrio para el 2019, CDM-3011, se inició en junio y posteriormente alcanzó su profundidad terminal planificada de 1.449 metros. El pozo constituye el primero de ocho pozos verticales no convencionales planeados en la campaña actual. Luego de terminar la perforación en CDM-3011 en julio, el pozo CDM-3025 fue perforado desde la misma plataforma. Luego se trasladó el taladro para perforar el CDM-3014 en agosto. Las instalaciones de agua que sirven a los pozos están actualmente en construcción, y se ha planificado la terminación no convencional de tres pozos en la formación Agrio a partir de septiembre.

Una vez finalizados los tres pozos iniciales en Cerro del Medio, el taladro se trasladó al yacimiento Mallin Largo que se encuentra al oeste del yacimiento Cerro del Medio en la porción central de la concesión Puesto Rojas. Se inició, entonces, la perforación del pozo MLx.1001 a finales de Agosto y configura la primera prueba de la formación *folded* Agrio en el lado oeste de la estructura. El pozo alcanzó su profundidad final a comienzos de septiembre.

Actividad operada por el socio

YPF – Chachahuen

La actividad de perforación en el área Chachahuen continúa con 16 pozos perforados en total durante el S1 de 2019. Se inició la perforación de un total de cinco pozos de producción convencionales en Chachahuen Sur y se convirtió un pozo de producción previamente perforado para su uso como inyector de agua. La conversión de los pozos de producción seleccionados a pozos de inyección forma parte del proyecto de inyección de agua en curso que apunta a establecer la producción y, junto con los bajos niveles de nuevas perforaciones de producción, refleja el vencimiento de la concesión.

Se ha continuado el trabajo en la concesión Cerro Morado Este. Se inició la perforación de un total de ocho pozos en la primera mitad de 2019. El objetivo de estos pozos es la delineación del bloque a fin de identificar las áreas con el mayor potencial de desarrollo.

El trabajo de perforación también continúa en las porciones de exploración de la concesión Chachahuen, donde se inició la perforación de tres pozos en total en 2019. Uno de estos pozos ha sido abandonado por no ser exitoso y un segundo pozo también será abandonado. El pozo final se encontraba a la espera de su terminación al cierre del período.

Actividad operada por otro socio

Malargüe

En mayo, la Provincia de Mendoza ratificó su decisión de negar el segundo permiso de exploración para el área Malargüe, en la que la Sociedad participa de manera no operativa. Durante el primer

período de exploración, se había perforado un pozo en el bloque, que se consideró seco. Se juzgó que el bloque, aunque es de gran tamaño en términos de superficie, tiene prospectos para recursos no convencionales en un área relativamente pequeña respecto de su extensión total.

No se evaluaron reservas para el bloque y no contribuyó ninguna producción a la Sociedad en el período.

Producción del T1 de 2019

Producción total de Phoenix (WI neta)

Los volúmenes de producción diaria total promedio en el T2 de 2019, en comparación con el ejercicio completo (EC) 2018 y los dos cuatrimestres previos fueron los siguientes:

Producción (beppd)			
EC 2018	T2 de 2019	T1 de 2019	T4 de 2018
10.256	9.621	9.636	9.885

Según el análisis por área, la producción fue la siguiente:

Cuenca Neuquina

Producción (beppd)			
EC 2018	T2 de 2019	T1 de 2019	T4 de 2018
4.471	3.865	3.985	4.112

La producción de la cuenca Neuquina disminuyó durante el trimestre, en principal, debido a la disminución natural en Puesto Rojas, aún no compensada por producción nueva del programa de desarrollo de *folded* Agrio. En Chachahuen Sur, la prioridad sigue siendo la mejora en la recuperación mediante la inyección de agua para detener o retrasar la disminución natural mientras se continúa la perforación de delineación en Cerro Morado Este.

Área Puesto Rojas

Producción (beppd)			
EC 2018	T2 de 2019	T1 de 2019	T4 de 2018
1.822	1.542	1.583	1.668

Operador: PGR

En el T2, se realizó un reacondicionamiento en el pozo CDM-3007, lo que arrojó una cantidad total de reacondicionamientos en Puesto Rojas en el período de seis.

El reacondicionamiento en CDM-3007 implicó pruebas de *swab* para determinar las contribuciones de producción de cada capa de Vaca Muerta penetrada por el pozo en la preparación para posibles perforaciones horizontales no convencionales en el futuro. Las pruebas también permitieron una mejor optimización de los equipos de producción en el pozo y un aumento de la producción de 42 bppd a una tasa pico de 106 bppd después del reacondicionamiento. Toda la producción de CDM-3007 deriva de la formación Vaca Muerta.

Se llevó a cabo otro reacondicionamiento en CDM-3023 en julio, cuando se aislaron las capas de Vaca Muerta y se probó cada capa para magnitud de flujo. Luego, se instaló una bomba de fondo de pozo para producir las formaciones Vaca Muerta, Cahchao, y Agrio, similar a CDM-3007.

El pozo CDM-3004 se terminó de manera no convencional en el período y alcanzó su pico de producción de 182 bppd. Se hicieron ajustes a la bomba de fondo con el objeto de aumentar la producción para que coincida de mayor manera con otros pozos de *folded* Agrio que se encuentran actualmente produciendo un promedio de 220 bppd cada uno.

Chachahuen Sur y Cerro Morado Este

Producción (beppd)			
EC 2018	T2 de 2019	T1 de 2019	T4 de 2018
2.348	2.154	2.249	2.276

Operador: YPF

La producción en Chachahuen Sur disminuyó levemente en el T2 de 2019, lo que refleja la disminución natural no compensada por la mejora de la recuperación de la inyección de agua. Se perforaron pozos mínimos nuevos en Chachahuen Sur con una actividad de perforación en el período centrada en los pozos de exploración como parte del compromiso de trabajo en curso en las porciones de exploración de la concesión.

En total, YPF perforó ocho pozos nuevos en el T2 de 2019, que abarcan dos pozos de delineación en Cerro Morado Este, tres pozos de exploración como parte de los compromisos de licencia en curso y tres pozos nuevos en Chachahuen Sur para completar los compromisos de trabajo asociados con la concesión de desarrollo.

Asimismo, se realizó un reacondicionamiento de capital relacionado con la producción mejorada en el período como parte del programa de control de agua del patrón de inyección de agua a largo plazo destinado a mantener la producción y reduciendo la disminución en los pozos de producción existentes.

Otras áreas

En La Brea, el pozo LBr-4 se reacondicionó como parte de un regreso a la producción de esta concesión luego del trabajo de reparación en determinadas porciones de red de acumulación en el campo. Luego de las autorizaciones necesarias para recomenzar las operaciones de producción, el intervalo de Agrio en LBr-4 se perforó nuevamente y se estimuló a modo de preparación para una posible prueba de terminación no convencional futura. Luego de la terminación, el pozo volvió a producir en 72 bppd.

Cuenca Austral

Producción (beppd)			
EC 2018	T2 de 2019	T1 de 2019	T4 de 2018
3.960	3.963	3.787	4.033

La producción aumentó en la cuenca Austral, debido al incremento de la Sociedad en la participación efectiva en la explotación en las concesiones de Tierra del Fuego.

Santa Cruz Sur

Producción (beppd)			
EC 2018	T2 de 2019	T1 de 2019	T4 de 2018
3.024	2.618	2.648	2.896

Operador: ROCH S.A.

La disminución de producción en Santa Cruz Sur se debió principalmente a las declinaciones naturales en Campo Bremen y Oceano, levemente compensadas por las restauraciones en la producción en Chorillos. En el trimestre, se realizaron 11 trabajos de extracción menores para reparaciones de pozos junto con dos reacondicionamientos.

Tierra del Fuego

Producción (beppd)			
EC 2018	T2 de 2019	T1 de 2019	T4 de 2018
936	1.345	1.138	1.137

Operador: ROCH S.A.

La producción aumentó en Tierra del Fuego, principalmente, como resultado del incremento de la Sociedad en la participación efectiva en la explotación en el área. Se realizó un trabajo de extracción menor y se llevaron a cabo cinco reacondicionamientos en esta área en el ejercicio hasta la fecha.

Los planes de desarrollo continuos tanto para Santa Cruz Sur como para Tierra del Fuego permanecen en discusión entre Phoenix y el operador del activo, ROCH S.A.

Cuenca Cuyana

Producción (beppd)			
EC 2018	T2 de 2019	T1 de 2019	T4 de 2018
1.818	1.789	1.864	1.794

Hubo actividad limitada en la cuenca Cuyana en el período. La atención de la actividad en los yacimientos maduros de Tupungato y Atamisqui se centró en mantener la producción o retrasar la disminución mediante el reacondicionamiento y otras intervenciones de rutina en pozos.

En mayo de 2019, la Provincia de Mendoza notificó a Chañares Energía S.A., el operador de Chañares Herrados, su decisión de caducar la concesión de exploración en función de los compromisos de trabajo insatisfechos. La Sociedad tenía el derecho, pero no la obligación, de participar en los nuevos pozos propuestos por el operador. Chañares Energía S.A. continuará operando el bloque y la Sociedad participará en la explotación de los pozos ya perforados en los que tiene participación efectiva hasta el momento en que se adjudique el área a un nuevo concesionario.

Análisis financiero

	Semestre 1, 2019 USDM	Semestre 1, 2018 USDM	EC 2018 USDM
Ingresos	68,6	92,9	177,0
Ganancia bruta	1,6	10,1	21,3
Pérdida Operativa	(32,9)	(19,9)	(34,9)
EBITDAX	(5,2)	18,5	39,2
Pérdida del período	(34,9)	(41,9)	(78,3)
Activo neto	301,1	347,0	336,2
Flujos de caja netos generados por actividades operativas	(19,6)	3,9	20,2
Inversión en activos fijos	50,8	54,7	139,1

Estado de resultados

Ingresos y margen bruto

Los ingresos para el período de seis meses fueron de USD 68,6 millones (S1 de 2018: USD 92,9 millones), que comprenden los ingresos por ventas de petróleo de USD 59,7 millones (S1 de 2018: USD 81,5 millones) y los ingresos por ventas de gas de USD 8,9 millones (S1 de 2018: USD 11,3 millones).

La reducción en los ingresos de petróleo entre los períodos derivó de una combinación de una reducción en el precio realizado por barril y un descenso en el volumen de ventas de un período a otro.

El precio realizado promedio por ventas de petróleo en los seis meses hasta el 30 de junio de 2019 fue de USD 52,23/bbl, una disminución del 13% en el precio promedio de USD 60,34/bbl observado en los seis meses hasta el 30 de junio de 2018. Los precios realizados alcanzados por la Sociedad están vinculados indirectamente a Brent. El precio del crudo promedio de Brent cayó de un período a otro en un 7%, de un promedio de USD 71/bbl observado en el S1 de 2018 a un promedio de 66/bbl en el S1 de 2019, lo que contribuyó a una caída general en los precios realizados observados.

La reducción mayor (que Brent) en el precio realizado derivó de dos factores principales. En primer lugar, el gobierno argentino implementó un impuesto de retención a las exportaciones el 3 de septiembre de 2018. Este impuesto derivó en la aplicación de un descuento a los precios de crudo internos en función de la paridad de exportación, y se ha equiparado a un impacto de descenso del 10% sobre los precios en el S1 de 2019. El segundo factor es el efecto del tipo de cambio sobre los precios locales. La devaluación del peso de alrededor del 70% en todo el T2 y T3 de 2018 ocasionó que se amplíe el descuento entre los precios Brent y locales, lo que directamente impacta en las ganancias realizadas.

Las ventas de petróleo diarias promedio en el período fueron de 6.312 bppd en comparación con 7.467 bppd en el S1 de 2018. La mayoría de la reducción en las ventas de petróleo se observó en la cuenca Neuquina y fueron consecuencia de la disminución natural no compensada por la producción de los pozos nuevos. En Puesto Rojas, en el período, la Sociedad se focalizó en la conclusión de la campaña de terminaciones no convencionales, que analizaron los horizontes de Vaca Muerta en el bloque. Cuatro pozos nuevos perforados como parte de la campaña fueron terminados a comienzos de 2019, con un quinto pozo (CDM-3004) terminado en abril de 2019. Los cinco pozos nuevos han

estado produciendo a una tasa diaria promedio combinada de 55 beppd al 30 de junio de 2019. La campaña de desarrollo del EC 2019 comenzó en el T2 de 2019 y se prevé que contribuya a los volúmenes de venta adicionales en el S2 de 2019.

La reducción en las ventas de petróleo en Puesto Rojas se compensó, de alguna manera, por el aumento de 137 bppd en las ventas en la cuenca Austral, que resultó de la adquisición, por parte de la Sociedad, de una participación del 44% adicional en las áreas Río Cullén y Las Violetas, aumentando la participación efectiva en la explotación de la Sociedad en la concesión a un 16,9972%. Este incremento en la propiedad también derivó en un aumento en las ganancias por gas de aproximadamente USD 0,5 millones en el período.

En general, las ganancias por gas disminuyeron en el periodo un USD 2,4 millones, debido a una reducción en el precio realizado de un promedio de USD 4,20/MMcf en el S1 de 2018 a un promedio de USD 3.45/MMcf en el S1 de 2019. El precio más alto observado en el período anterior resultó de un pico de frío en el clima durante el T2 de 2018 que aumentó la demanda. En el S2 de 2018, el mercado de gas tuvo un exceso en la oferta, predominantemente provocado por el desarrollo continuo de un nuevo suministro de cursos de agua que Vaca Muerta introdujo en el mercado. Este cambio en la economía redujo las variaciones estacionales en la curva de gas, y en consecuencia, los precios más altos obtenidos previamente durante los meses de invierno no se han realizado en el S1 de 2019.

Los costos operativos coincidieron en gran medida de un período a otro en USD 18,37/bep en el S1 de 2019, en comparación con USD 18,64/bep en el S1 de 2018. Los costos operativos en la cuenca Neuquina aumentaron marginalmente en el período dado que los pozos convencionales experimentaron una disminución natural y los nuevos pozos no convencionales aún no alcanzaron las tasas pico. La caída en la producción derivó en la propagación del elemento fijo de costos de producción en volúmenes menores, lo que ocasionó costos operativos más altos por barril. El aumento en Neuquina se compensó por una reducción de costo en la cuenca Austral provocada por los volúmenes de producción más altos derivados del aumento en la participación de la Sociedad en las áreas Río Cullen y Las Violetas.

La depreciación disminuyó USD 7,3 millones en el período, de USD 34,7 millones en el S1 de 2018 a USD 27,3 millones en el S1 de 2019. La disminución derivó de menores volúmenes de producción y un aumento en la base de reservas, a partir del informe de reservas de 2018, usada para calcular el índice por bep en 2019.

Otros costos operativos

Se realizó una pérdida operativa extraordinaria de USD 18,2 millones en el S1 de 2019 relacionada con la extinción de dos licencias. El motivo fundamental fue la extinción de la concesión de explotación de Chañares Herrados. En mayo de 2019, la Provincia de Mendoza emitió un decreto que extinguió la concesión que detentaba el socio JV de la Sociedad, Chañares Energía S.A., como resultado de su fracaso en satisfacer compromisos de trabajo. La Sociedad no tiene intenciones de participar en el nuevo proceso de licitación para la licencia y dejará de tener derechos en el bloque una vez que se designe al nuevo concesionario. En consecuencia, se dio de baja el valor contable del activo Chañares Herrados al 30 de junio de 2019, y se reconoció la pérdida no líquida de USD 15,8 millones correspondiente. Cabe mencionar que no se ha identificado un nuevo concesionario a la fecha del informe. Por ende, la Sociedad continúa participando en la concesión y se incluyen los resultados de seis meses de Chañares Herrados dentro del margen bruto para el período.

Se registró otra pérdida no líquida de USD 2,3 millones respecto de la concesión Vega Grande en la cuenca Neuquina. El área no forma parte de las operaciones principales de la Sociedad y no se encuentra produciendo en la actualidad. Por lo tanto, la dirección ejecutiva ha tomado la decisión de no solicitar la prórroga de la licencia para la concesión cuando sea oportuno en el S2 de 2019.

Sin incluir la pérdida extraordinaria sobre la extinción de la licencia realizada en el período, otros costos operativos cayeron de USD 30,0 millones en el S1 de 2018 a USD 16,4 millones en el S1 de 2019. Otros costos operativos en el S1 de 2018 incluyeron el impacto de las pérdidas por cobertura de USD 10,0 millones (S1 de 2019: USD cero) y gastos de exploración de USD 3,7 millones (S1 de 2019: USD 0,4 millones), lo que provocó un gasto mayor en el ejercicio anterior.

Ganancia y costos financieros

Los costos financieros netos coincidieron de un período a otro en USD 10,0 millones en el S1 de 2019, en comparación con USD 10,9 millones en el S1 de 2018. La disminución en el costo se debió a la reducción en la pérdida FX neta realizada en el período. Las pérdidas FX aumentaron principalmente en los saldos denominados en pesos que tenía la Sociedad. La devaluación significativa del peso en el 2T de 2018 provocó grandes saldos FX que debían reconocerse en el período. La estabilización del peso durante el S1 de 2019 redujo la pérdida FX neta realizada.

Impuestos

Se reconoció un crédito por impuestos de USD 8,0 millones en el S1 de 2019, en comparación con una carga por impuestos de USD 11,1 millones en el S1 de 2018. El desencadenante principal del crédito por impuestos en el período actual es el beneficio fiscal de la pérdida anterior a impuestos para el período. En el período anterior, el beneficio de las pérdidas se compensó con los cargos que surgieron como resultado de la gran devaluación del peso en el T2 2018. La estabilización del peso durante el S1 de 2019 ha significado que estos cargos no se replicaron en el período actual.

Balance

Al 30 de junio de 2019, el grupo contaba con activos netos de USD 301,1 millones, una disminución de USD 35,0 millones en comparación con el 31 de diciembre de 2018.

Durante el período, los bienes de uso disminuyeron USD 38,5 millones debido a la extinción de la licencia Chañares Herrados que derivó en un paso a pérdida de USD 15,8 millones, y una DD&A (depreciación, agotamiento y amortización por sus siglas en inglés) de USD 27,3 compensada por USD 21,5 millones de incorporaciones. Las incorporaciones a los bienes de uso se relacionaron, predominantemente, con la campaña de perforación no convencional actual en curso en Puesto Rojas, la inversión de perforación en curso en Chachahuen y la adquisición de otro 4,4% de participación en las concesiones Río Cullen y Las Violetas.

También se realizó una reclasificación de activos de USD 16,5 millones que se deberán informar como "tenido para la venta". La reclasificación se relaciona a ciertos activos no esenciales, donde se obtuvo la aprobación del Directorio para la venta y la Sociedad ha participado en un programa activo para la venta de activos dentro de los próximos 12 meses.

El activo intangible aumentó USD 26,3 millones en el período, principalmente por haberse completado la perforación del pozo MMx-1001 y la perforación y terminación del pozo MMx-1002 en Mata Mora.

También se observaron variaciones en los saldos del fondo de maniobra comparado con el 31 de diciembre de 2018. Los créditos comerciales aumentaron USD 4,5 millones a USD 40,0 millones al 30 de junio de 2019 debido a un incremento en el activo IVA que deriva del gran aumento en las inversiones en capital en Mata Mora, compensados por una leve disminución en las ganancias por cobrar. Los bienes de cambio aumentaron USD 3,5 millones a 20,7 millones al 30 de junio de 2019. El aumento se debe principalmente al alto volumen de insumos de perforación que se tienen por adelantado para la continuación de la próxima campaña de perforación en Puesto Rojas. Las deudas comerciales y otras cuentas a pagar disminuyeron USD 8,9 millones a USD 45,7 millones al 30 de junio de 2019. Al 31 de diciembre de 2018, la Sociedad ya había comenzado la campaña de terminaciones no convencionales del EC 2018 en Puesto Rojas, que se concluyó durante el período. La siguiente fase comenzó en junio de 2019, lo que implica que había comparativamente menos actividad al cierre del período.

Estado de provisión de fondos y empresa en marcha

Al 30 de junio de 2019, el grupo contaba con un efectivo disponible de USD 20,5 millones (31 de diciembre de 2018: USD 21,1 millones). Los préstamos totales en el período aumentaron USD 65,1 millones, de USD 200,3 millones al 31 de diciembre de 2018 a USD 265,4 millones al 30 de junio de 2019. El aumento derivó de la disposición de otros USD 58,0 millones de fondos de la línea de crédito rotativa convertible vigente con Mercuria y la capitalización de USD 7,1 millones de intereses devengados. Los fondos adelantados en virtud de las líneas de crédito se utilizaron para invertir en trabajos de exploración, evaluación y desarrollo en todas las áreas de licencia principales de la Sociedad y para satisfacer un elemento de costos corporativos generales.

La Sociedad se encuentra, en la actualidad, evaluando opciones para financiar su actividad de exploración, evaluación y desarrollo en curso. En este sentido, Mercuria Energy Group Limited, ha otorgado a la Sociedad una carta de respaldo que manifiesta que proporcionará los fondos suficientes para que la Sociedad cumpla con sus obligaciones durante un período de al menos 12 meses desde la fecha de este informe intermedio consolidado resumido o hasta el momento en que la Sociedad haya asegurado la provisión de fondos suficientes para financiar sus actividades de valoración previstas y cumplir con sus obligaciones, lo que ocurra primero.

Política actual y clima económico

Las elecciones presidenciales deben celebrarse en Argentina el 27 de octubre de 2019. El 11 de agosto de 2019, se realizaron las elecciones primarias, cuyo resultado vio que el partido peronista Frente de todos consiguió el 47,65% de los votos electorales; un margen del 15,57% por encima de la administración de Macri. El público inversor no anticipó este resultado, y los mercados globales tuvieron una caída drástica tanto en el índice Merval como el tipo de cambio dólar estadounidense:peso luego del anuncio.

En un intento de reducir la presión sobre los consumidores en el corto plazo, el gobierno aprobó un decreto el 16 de agosto de 2019 que fija los precios de petróleo crudo y combustible durante 90 días. El decreto establece un precio de referencia Brent de USD 59/bbl y un tipo de cambio peso:dólar estadounidense de 45,19. El 30 de agosto de 2019, se emitió un nuevo decreto que modificó el tipo de cambio fijado en el decreto original a 46,69.

Aunque el precio de Brent fijo coincide mayormente con el precio flotante actual, el tipo de cambio peso:dólar estadounidense determinado de 46,69 es alrededor de un 17% más bajo que el tipo de cambio flotante actual de 56,18 al 12 de septiembre de 2019. Esto ha tenido un impacto directo en la Sociedad debido a que los contratos de venta de petróleo internos están vinculados al peso, lo

que implica que las ganancias realizadas en el T3 de 2019 se redujeron. No obstante, la disminución se ha compensado parcialmente por los costos denominados en pesos más bajos.

Actualización del Directorio y el Gobierno Corporativo

Se designó a Martin Bachmann al directorio como director no ejecutivo, con entrada en vigor desde el 2 de septiembre de 2019. Martin, un geofísico capacitado, fue miembro del directorio ejecutivo de Wintershall durante 10 años y aporta más de 35 años de experiencia en el sector de petróleo y gas a la Sociedad. Nos complace darle la bienvenida al directorio.

Luego de una revisión de los compromisos externos al directorio, Garrett Soden ha decidido retirarse del Directorio con efecto desde el 12 de septiembre de 2019 a fin de ajustarse a los lineamientos de gobierno corporativo del Reino Unido. Nos gustaría agradecerle a Garrett por su contribución durante los últimos dos años desde que se unió al momento de la adquisición inversa y le deseamos todo lo mejor para el futuro. David Jackson reemplazará a Garrett como presidente del comité de auditoría.

Declaración de las responsabilidades de los Directores

Los Directores ratifican, a su leal saber y entender, lo siguiente:

- a) La presente información financiera consolidada resumida para el período finalizado el 30 de junio de 2019 ha sido confeccionada de conformidad con la NIC 34, "Información Financiera Intermedia";
- b) El informe de los resultados intermedios incluye un análisis razonable de la información requerida por la DTR 4.2.7R (indicación de eventos relevantes durante los seis meses y descripción de los riesgos e incertidumbres principales para los seis meses del año restantes); y
- c) Los resultados intermedios incluyen un análisis razonable de las actividades comerciales y de toda divulgación necesaria de parte vinculada.

En nombre y representación del Directorio

Kevin Dennehy

Gerente de Finanzas

13 de septiembre de 2019

Informe del análisis independiente a Phoenix Global Resources plc

Informe de los estados contables intermedios consolidados

Nuestra conclusión

Hemos analizado la información financiera intermedia no auditada consolidada resumida de Phoenix Global Resources plc (los "estados contables intermedios") en los resultados intermedios de Phoenix Global Resources plc para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019. En función de nuestro análisis, no hay nada que haya llamado nuestra atención que nos lleve a creer que los estados contables intermedios no hayan sido confeccionados, en todos los aspectos sustanciales, de conformidad con la Norma Internacional de Contabilidad 34, "Información Financiera Intermedia", adoptada por la Unión Europea y las Reglas del AIM para Sociedades.

Objeto de nuestro análisis

Los estados contables intermedios comprenden:

- el Estado de Posición Financiera Consolidado Sin Auditar al 30 de junio de 2019;
- el Estado de Resultados Integral Consolidado y el Estado de Resultados Consolidado Sin Auditar para el período entonces finalizado;
- el Estado de Flujos de Efectivo Consolidado Sin Auditar para el período entonces finalizado;
- el Estado de Evolución del Patrimonio Neto Consolidado Sin Auditar para el período entonces finalizado; y
- las notas explicativas de los estados contables intermedios.

Los estados contables intermedios incluidos en los resultados intermedios para el período de seis meses hasta el 30 de junio de 2019 han sido confeccionados de conformidad con la Norma Internacional de Contabilidad 34, "Información Financiera Intermedia", adoptada por la Unión Europea y las Reglas del AIM para Sociedades.

Según se expone en la nota 1 a los estados contables intermedios, el marco de información financiera que se empleó en la confección de los estados contables anuales completos del grupo es la ley aplicable y las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) adoptadas por la Unión Europea.

Responsabilidades por los estados contables intermedios y el análisis

Nuestra responsabilidad y aquella de los directores

Los resultados intermedios para el período de seis meses hasta el 30 de junio de 2019, que comprenden los estados contables intermedios, son responsabilidad de los Directores y han sido aprobados por ellos. Los Directores son responsables de las confección de los resultados intermedios para el período de seis meses hasta el 30 de junio de 2019 de conformidad con las Reglas del AIM para Sociedades, que requieren que la información financiera debe presentarse y confeccionarse de forma que coincida con aquélla que será adoptada en los estados contables anuales de la Sociedad.

Nuestra responsabilidad es manifestar una conclusión respecto de los estados contables intermedios en los Resultados Intermedios para el período de seis meses hasta el 30 de junio de 2019, en función de nuestro análisis. Este informe, que incluye la conclusión, ha sido confeccionado única y

exclusivamente para la Sociedad a los fines de atenerse a las Reglas del AIM para Sociedades y solo con esa finalidad. Al emitir esta conclusión, no aceptamos ni asumimos responsabilidad en cuanto a ningún otro fin o persona a quien se exhiba el presente informe o en cuyo poder pueda llegar, salvo acuerdo expreso mediante nuestro consentimiento previo por escrito.

Implicancias del análisis de estados contables intermedios

Hemos llevado a cabo nuestro análisis de conformidad con la Norma Internacional sobre Trabajos de Revisión (Reino Unido e Irlanda) 2410, "Revisión de Información Financiera Intermedia Realizada por el Auditor Independiente de la Entidad" emitida por el Comité de Prácticas de Auditoría para su uso dentro del Reino Unido. Un análisis de la información financiera intermedia consiste en realizar consultas, principalmente a personas responsables de asuntos financieros y contables, e implementar procedimientos analíticos y otros análisis.

El alcance de un análisis es, en esencia, menor al de una auditoría realizada de conformidad con las Normas Internacionales sobre Auditoría (Reino Unido) y, en consecuencia, no nos permite obtener la seguridad de que podríamos tomar conocimiento de todos los asuntos significativos que podrían identificarse en una auditoría. En este sentido, no manifestamos una opinión de auditoría.

Hemos leído la restante información contenida en los Resultados Intermedios para el período de seis meses hasta el 30 de junio de 2019 y consideramos si contiene errores aparentes o inconsistencias sustanciales con la información incluida en los estados contables intermedios.

PricewaterhouseCoopers LLP
Contadores Públicos
Londres
13 de septiembre de 2019

Estado de Resultados Consolidado Sin Auditar

Para el período finalizado el 30 de junio de 2019

	Nota	Seis meses hasta el 30 de junio de 2019 USD'000	Seis meses hasta el 30 de junio de 2018 USD'000	Ejercicio hasta el 31 de diciembre de 2018 USD'000
Ingresos	2, 3	68.617	92.876	176.972
Costo de las ventas	4	(66.986)	(82.746)	(155.638)
Ganancia bruta		1.631	10.130	21.334
Gastos de exploración		(426)	(3.678)	(9.359)
Pérdida por extinción de licencias	5, 6	(18.180)	-	-
Gastos por ventas y distribución		(2.937)	(2.916)	(5.758)
Gastos administrativos		(12.086)	(11.679)	(24.561)
Otros gastos operativos		(909)	(11.744)	(16.568)
Pérdida Operativa		(32.907)	(19.887)	(34.912)
Presentado como:				
EBITDAX Ajustado		13.030	18.449	39.173
Gastos extraordinarios		(18.180)	-	-
EBITDAX		(5.150)	18.449	39.173
Depreciación, agotamiento y amortización		(27.331)	(34.658)	(64.726)
Costos de exploración dados de baja		(426)	(3.678)	(9.359)
Pérdida Operativa		(32.907)	(19.887)	(34.912)
Ingresos financieros		675	2.923	4.098
Costos financieros		(10.717)	(13.811)	(30.702)
Pérdida antes de los impuestos		(42.949)	(30.775)	(61.516)
Impuestos	8	8.025	(11.112)	(16.797)
Pérdida para el período		(34.924)	(41.887)	(78.313)
Pérdida por acción ordinaria		USD	USD	USD
Pérdida básica y diluida por acción		(0,01)	(0,02)	(0,03)

El estado de resultados consolidado sin auditar detallado más arriba debe leerse junto con las notas correspondientes.

Estado de Resultados Integral Consolidado Sin Auditar

Para el ejercicio finalizado el 30 de junio de 2019

	Seis meses hasta el 30 de junio de 2019 USD'000	Seis meses hasta el 30 de junio de 2018 USD'000	Ejercicio hasta el 31 de diciembre de 2018 USD'000
Pérdida para el ejercicio	(34.924)	(41.887)	(78.313)
Diferencias Cambiarias	-	408	(361)
Total pérdida integral para el ejercicio	(34.924)	(41.479)	(78.674)

Los ítems antedichos no se reclasificarán, en lo sucesivo, como pérdida y ganancia. No existen pérdidas por deterioro sobre los activos revalorados reconocidos directamente en el patrimonio neto.

El estado de resultados integral consolidado sin auditar detallado más arriba debe leerse junto con las notas correspondientes.

Estado de posición financiera consolidado sin auditar

Al 30 de junio de 2019

	Nota	30 de junio 2019 USD'000	30 de junio 2018 USD'000	31 de diciembre de 2018 USD'000
Activo no corriente				
Bienes de uso	5	327.704	353.190	366.191
Activo intangible y valor llave	6	287.352	225.179	261.010
Otras cuentas por cobrar		2.895	3.371	5.085
Activo por impuesto diferido	9	10.207	15.150	9.001
Total activo no corriente		628.158	596.890	641.287
Activo corriente				
Activo tenido para la venta		17.069	-	-
Bienes de cambio		20.731	17.131	17.279
Créditos comerciales y otras cuentas por cobrar		37.117	36.869	30.407
Caja y equivalentes de caja		20.476	10.099	21.085
Total activo corriente		95.393	64.099	68.771
Total Activo		723.551	660.989	710.058
Pasivo no corriente				
Deudas comerciales y otras cuentas a pagar		2.626	5.546	3.256
Préstamos	7	185.341	108.461	135.919
Pasivo por impuesto diferido	9	91.818	96.171	99.374
Provisiones		16.258	17.344	16.236
Total Pasivo no corriente		296.043	227.522	254.785
Pasivo corriente				
Pasivo tenido para la venta		447	-	-
Deudas comerciales y otras cuentas a pagar		43.065	61.762	51.410
Pasivo por impuesto a la renta		1.528	1.262	1.595
Préstamos	7	80.009	23.417	64.365
Provisiones		1.326	-	1.733
Total Pasivo corriente		126.375	86.441	119.103
Total pasivo		422.418	313.963	373.888
Activo neto		301.133	347.026	336.170
Patrimonio neto				
Capital social y prima de emisión		457.198	435.908	457.198
Otras reservas		(112.150)	(115.891)	(112.150)
Ganancias no asignadas		(43.915)	27.009	(8.878)
Total patrimonio neto		301.133	347.026	336.170

El estado de posición financiera consolidado sin auditar detallado más arriba debe leerse junto con las notas correspondientes.

Estado de evolución del patrimonio neto consolidado sin auditar

Para el ejercicio finalizado el 30 de junio de 2019

Capital y reservas	Capital accionario exigido USD'000	Cuenta de prima de emisión USD'000	Ganancias no asignadas USD'000	Otras reservas USD'000	Total patrimonio neto USD'000
Al 1 de enero de 2018	329.877	-	68.896	(116.299)	282.474
Pérdida para el período	-	-	(41.887)	-	(41.887)
Otro resultado integral	-	-	-	408	408
Total (pérdida) /ganancia integral para el período	-	-	(41.887)	408	(41.479)
Conversión de deuda a capital	27.027	72.973	-	-	100.000
Emisión de Acciones Ordinarias	2.114	3.917	-	-	6.031
Al 30 de junio de 2018	359.018	76.890	27.009	(115.891)	347.026
Al 1 de enero de 2019	364.175	93.023	(8.878)	(112.150)	336.170
Pérdida para el período	-	-	(34.924)	-	(34.924)
Otro resultado integral	-	-	-	-	-
Total pérdida integral para el período	-	-	(34.924)	-	(34.924)
Valor razonable de pagos basados en acciones	-	-	613	-	613
Liquidación de pagos basados en acciones	-	-	(154)	-	(154)
Adquisición de acciones propias	-	-	(572)	-	(572)
Al 30 de junio de 2019	364.175	93.023	(43.915)	(112.150)	301.133

Otras reservas	Reserva por Fusión USD'000	Reserva por Warrant USD'000	Reserva cambiaria USD'000	Total otras reservas USD'000
Al 1 de enero de 2018	(116.510)	2.105	(1.894)	(116.299)
Otro resultado integral	-	-	408	408
Al 30 de junio de 2018	(116.510)	2.105	(1.486)	(115.891)
Al 1 de enero de 2019	(112.000)	2.105	(2.255)	(112.150)
Otro resultado integral	-	-	-	-
Al 30 de junio de 2019	(112.000)	2.105	(2.255)	(112.150)

El estado de evolución del patrimonio neto consolidado detallado más arriba debe leerse junto con las notas correspondientes.

**Estado de flujos de caja consolidado sin auditar
Para el período finalizado el 30 de junio de 2019**

	Nota	Seis meses hasta el 30 de junio de 2019 USD'000	Seis meses hasta el 30 de junio de 2018 USD'000	Ejercicio hasta el 31 de diciembre de 2018 USD'000
Flujos de caja generados por actividades operativas				
Caja (usada en) / generada de operaciones	10	(19.487)	4.689	21.014
Impuestos a la renta pagados		(75)	(829)	(842)
(Salidas) / Entradas de caja netas generadas por actividades operativas		(19.562)	3.860	20.172
Flujos de caja derivadas de actividades de inversión				
Pagos por bienes de uso		(19.158)	(37.964)	(80.531)
Pagos por activos intangibles		(19.169)	(16.534)	(43.188)
Fondos originados en la venta de activo no corriente		-	-	39
Recuperación de caja de disponibilidad restringida		266	-	377
Salidas de caja netas derivadas de actividades de inversión		(38.061)	(54.498)	(123.303)
Flujos de caja derivados de actividades financieras				
Fondos originados en la emisión de acciones y otros instrumentos de patrimonio		-	4.854	4.925
Fondos originados en préstamos		58.000	40.340	116.210
Cancelación de préstamos		-	(3.612)	(7.556)
Intereses pagados		(735)	(1.801)	(8.852)
Pagos de arrendamientos		(211)	-	-
Entrada de caja neta generada por actividades de financiación		57.054	39.781	104.727
(Disminución) / aumento neto en caja y equivalentes de caja		(569)	(10.857)	1.596
Caja y equivalentes de caja al inicio del ejercicio contable		21.085	23.696	23.696
Efectos del tipo de cambio sobre caja y equivalentes de caja		(40)	(2.740)	(4.207)
Caja y equivalentes de caja al cierre del período		20.476	10.099	21.085

El estado de flujos de caja consolidado detallado más arriba debe leerse junto con las notas correspondientes.

Notas a la información financiera consolidada sin auditar

1. Fundamentos de la confección

Información general

La Sociedad es una Sociedad Anónima que cotiza en bolsa (plc [Public Limited Company, por sus siglas en inglés] constituida en Inglaterra y Gales, con domicilio en el Reino Unido. El domicilio a los efectos de las notificaciones es el siguiente: 6th Floor, King's House, 10 Haymarket, Londres SW1Y 4BP. La Sociedad cotiza en el mercado del AIM de la Bolsa de Valores de Londres y cuenta con una cotización secundaria en la Bolsa de Valores de Buenos Aires.

Las actividades principales de la Sociedad y sus subsidiarias (en su conjunto, "el grupo") son las siguientes: exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas en Argentina.

Fundamentos de la confección

La presente información financiera intermedia consolidada resumida sin auditar para el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2019 ha sido confeccionada de conformidad con la NIC 34, "Información Financiera Intermedia" adoptada por la Unión Europea. Esta información financiera consolidada resumida debe leerse junto con los estados contables anuales del grupo para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, confeccionados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, adoptadas por la Unión Europea.

La información financiera para el período finalizado el 30 de junio de 2019 incluida en la presente información financiera consolidada resumida no constituye registros contables según su definición en el Artículo 434 de la Ley de Sociedades de 2006 del Reino Unido. La información incluida se originó en los registros contables legales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, cuya copia se entregó al Registro de Sociedades. El informe de los auditores respecto de estas cuentas se presentó sin reservas, no incluyó referencia alguna a cuestiones que llamaran la atención del auditor a fin de subrayarlo y no contenían declaración alguna en virtud de los Artículos 498 (2) ó (3) de la Ley de Sociedades de 2006.

Los estados contables anuales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 se encuentran disponibles en el sitio web de la Sociedad: www.phoenixglobalresources.com.

Las actividades comerciales del Grupo, junto con los factores que potencialmente afecten su desarrollo, desempeño y posición futuros se encuentran detallados en las secciones de análisis financiero y operativo del presente informe. La posición financiera del Grupo, su flujo de caja, posición de liquidez y préstamos se encuentran detalladas en la sección de análisis financiero.

La presente información financiera consolidada resumida se confeccionó sobre la base de negocio en marcha. Hasta la fecha, la financiación requerida para respaldar las actividades del grupo ha sido provista por subsidiarias de Mercuria Energy Group. En la actualidad, el grupo está evaluando opciones para financiar la siguiente etapa de sus operaciones. Mientras que la evaluación de financiación se encuentra en curso, se ha recibido una carta de respaldo de Mercuria Energy Group Limited que manifiesta su intención de poner fondos a disposición del grupo para un período no inferior a 12 meses desde la fecha de esta información financiera intermedia consolidada resumida o hasta el momento en que se asegure la financiación suficiente para respaldar el plan de negocios para 2020.

El principio de preparación de esta información financiera intermedia consolidada resumida de negocio en marcha se basa en la carta de respaldo que se ha recibido ya que los directores tienen una expectativa razonable de que el grupo ha accedido a recursos adecuados para continuar en existencia operativa en el futuro inmediato. En consecuencia, los directores continúan adoptando el principio contable de negocio en marcha al preparar los estados contables.

Estimaciones y opiniones

La confección de los estados contables intermedios precisa que la dirección ejecutiva emita opiniones, estimaciones y suposiciones que afectan el empleo de políticas contables y las sumas informadas de activo y pasivo, ingresos y gastos. Los resultados reales pueden ser diferentes a estas estimaciones.

Al confeccionar esta información financiera consolidada resumida, las opiniones significativas emitidas por la dirección ejecutiva al aplicar las políticas contables del grupo y las fuentes clave de incertidumbre en la estimación fueron las mismas que aquellas que se emplearon en los estados contables consolidados para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018.

Riesgos e incertidumbres principales

Al preparar la información financiera consolidada resumida, se solicita a la dirección ejecutiva que considere los riesgos e incertidumbres principales que afronta el grupo. Según la opinión de la dirección ejecutiva, los riesgos e incertidumbres principales que afronta el grupo no se modificaron desde la confección de los estados contables consolidados para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018. Aquellos riesgos e incertidumbres, junto con la respuesta al respecto de la dirección ejecutiva, se encuentran descriptos en la sección de Análisis de Riesgo de la Memoria Anual y Estados Contables de 2018.

Políticas contables

Las políticas contables aplicadas a esta información financiera consolidada resumida coinciden con las aplicadas en la confección de los estados contables para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, a excepción de las que se detallan a continuación:

Activo no corriente tenido para la venta

El activo no corriente o los grupos de disposición clasificados como tenidos para la venta se miden al valor más bajo de su valor contable neto y valor razonable menos los costos para la venta. El activo no corriente y los grupos de disposición se clasifican como tenidos para la venta si su valor contable se recuperará mediante una transacción de venta en lugar de mediante el uso permanente. Esta condición se considera satisfecha únicamente cuando la venta es altamente probable y el activo o grupo de disposición se encuentra disponible para la venta inmediata en su condición actual. La dirección ejecutiva entiende al desencadenante para el reconocimiento como la firma de un acuerdo de compraventa o bien la aprobación del directorio. La dirección ejecutiva debe comprometerse a la venta, la cual debe preverse que calificará para el reconocimiento como una venta efectuada dentro un año desde la fecha de la clasificación. El activo clasificado como tenido para la venta y su pasivo correspondiente se clasifican en activo y pasivo corriente en una cuenta separada del balance.

Nuevas normas contables adoptadas durante el período

NIIF 16: Arrendamientos

La NIIF 16 entró en vigor para los períodos contables que comenzaron el 1 de enero de 2019, o después de dicha fecha, y el grupo adoptó retrospectivamente la norma desde esta fecha.

El grupo ha evaluado sus acuerdos de arrendamiento y alquiler, y los acuerdos en los que se efectúan pagos regulares de montos uniformes a un proveedor de bienes o servicios, en línea con las disposiciones de la nueva norma. Este análisis determinó que el grupo no arrienda activos significativos ni en cuantía ni en valor. Los acuerdos de arrendamiento principales en los que el grupo es parte se relacionan con espacios de oficina en Londres, Houston y Buenos Aires y a artículos, de poca relevancia, de equipamiento de oficina, como fotocopiadoras o ploteadores de mapas. Asimismo, el grupo arrienda objetos operativos de bajo valor pero que habitualmente no se encuentran cubiertos por los contratos y cuyo uso se compromete mensualmente mediante órdenes de compra. Como resultado, el impacto de adoptar la nueva norma ha tenido un efecto irrelevante en los estados contables del grupo.

Al adoptar la NIIF 16, se solicitó al grupo que reconozca pasivos por arrendamiento en el balance en relación con los arrendamientos que anteriormente había clasificado como "arrendamientos operativos" en virtud de los principios de la NIC 17 "Arrendamientos". Todos estos arrendamientos están relacionados con espacios de oficinas. Los pasivos se midieron al valor actual de los pagos de arrendamientos restantes, descontados usando la tasa incremental de préstamo del grupo al 1 de enero de 2019. La tasa de préstamo aplicada a los pasivos por arrendamientos fue del 6,33%. EL impacto en el balance al 1 de enero de 2019 se informa en la tabla a continuación. Según lo permitido en virtud de la norma, el grupo no ha reformulado las cifras comparativas para el período de informe de 2018.

Sin auditar	USD'000
Compromisos de arrendamientos operativos al 31 de diciembre de 2018:	800
Impacto de descuento usando la tasa incremental de préstamo en la transacción	(120)
Ajustes derivados del tratamiento diferente de determinadas cláusulas de arrendamiento	133
Pasivo por arrendamiento reconocido al 1 de enero de 2019	813
Del cual:	
Pasivo por arrendamientos corriente	368
Pasivo por arrendamientos no corriente	445

Se incluyó el activo de derecho de uso de USD 0,8 millones correspondiente dentro de la propiedad en bienes de uso en el balance. El activo se depreciará de manera lineal durante la vida de los contratos de arrendamiento subyacentes.

2. Información de segmento

De manera colectiva, se determinó que el equipo de dirección ejecutiva del grupo, que comprende al presidente interino del comité ejecutivo, el Gerente de Finanzas y el Gerente de Operaciones, esté a cargo, principalmente, de las decisiones operativas del grupo. La información comunicada al equipo de dirección ejecutiva del grupo a los fines de la asignación de recursos y la evaluación de desempeño del segmento se centra actualmente en las cuencas en las que opera el grupo. La estrategia del grupo se focaliza en el desarrollo de la oportunidad de shale Vaca Muerta y otras oportunidades no convencionales en la cuenca Neuquina mientras se optimiza la producción convencional de dicha cuenca. Además, el grupo se encuentra presente en la cuenca Austral al sur

de Argentina, donde las operaciones con su socio, Roch S.A., se dirigen a la explotación de los recursos de petróleo y gas en las áreas de licencia del grupo dentro de la cuenca. También, el grupo realiza actividades de producción en la cuenca Cuyana. Los segmentos que no son sustanciales, en la actualidad, a las operaciones o resultado del grupo se agrupan en "Corporativo - no asignado"

El grupo determinó que las cuencas Neuquina, Austral y Cuyana representan los segmentos de la actividad comercial susceptibles de informarse en función del nivel de actividad en todas estas cuencas y la información suministrada al equipo de dirección ejecutiva.

La dirección ejecutiva del grupo, principalmente, utiliza una medida de ganancias antes de los intereses, los impuestos, la depreciación y los gastos de exploración (EBITDAX) para evaluar el desempeño de los segmentos operativos. No obstante, el equipo de dirección ejecutiva también recibe información del ingreso e inversiones en capital del segmento mensualmente.

	Cuenca Neuquina USD'000	Cuenca Austral USD'000	Cuenca Cuyana USD'000	Corporativo / no asignado USD'000	Total USD'000
Primer semestre 2019 Sin auditar					
Ingresos	31.833	20.416	16.368	-	68.617
Pérdida para el período	(2.695)	(4.527)	(15.079)	(12.623)	(34.924)
Agregar: Depreciación, agotamiento y amortización	16.267	7.799	2.605	660	27.331
Agregar: Costos de exploración dados de baja	377	49	-	-	426
Restar: Ingresos financieros	-	-	-	(675)	(675)
Agregar: costos financieros	297	93	72	10.255	10.717
Agregar: impuestos	-	-	-	(8.025)	(8.025)
EBITDAX	14.246	3.414	(12.402)	(10.408)	(5.150)
Ingresos por petróleo	31.769	11.533	16.368	-	59.670
Bbls vendidos	626.695	204.879	310.845	-	1.142.419
Precio realizado (USD/bbl)	50,69	56,29	52,66	-	52,23
Ingresos por gas	63	8.884	-	-	8.947
MMcf vendidos	31	2.566	-	-	2.597
Precio realizado (USD/MMcf)	2,03	3,46	-	-	3,45
Inversiones en capital					
Bienes de uso	13.323	6.381	636	1.136	21.476
Activos intangibles de exploración y evaluación	28.967	272	51	2	29.292
Total inversión en capital	42.290	6.653	687	1.138	50.768

	Cuenca Neuquina USD'000	Cuenca Austral USD'000	Cuenca Cuyana USD'000	Corporativo / no asignado USD'000	Total USD'000
Primer semestre de 2018 Sin auditar					

Ingresos	47.949	22.637	22.290	-	92.876
Ganancia/(Pérdida) para el período	4.584	7	2.074	(48.552)	(41.887)
Agregar: Depreciación, agotamiento y amortización	23.480	5.940	4.868	370	34.658
Agregar: Costos de exploración dados de baja	323	3.165	-	190	3.678
Restar: Ingresos financieros	-	-	-	(2.923)	(2.923)
Agregar: costos financieros	-	-	-	13.811	13.811
Agregar: impuestos	-	-	-	11.112	11.112
EBITDAX	28.387	9.112	6.942	(25.992)	18.449
Ingresos por petróleo	47.935	11.318	22.291	-	81.544
Bbbs vendidos	805.817	179.432	366.192	-	1.351.441
Precio realizado (USD/bbl)	59,49	63,08	60,87	-	60,34
Ingresos por gas	14	11.318	-	-	11.332
MMcf vendidos	3	2.696	-	-	2.699
Precio realizado (USD/MMcf)	4,56	4,20	-	-	4,20
Inversiones en capital					
Bienes de uso	28.272	6.165	2.527	1.217	38.181
Activos intangibles de exploración y evaluación	16.418	93	23	-	16.534
Total inversiones en capital	44.690	6.258	2.550	1.217	54.715

Los costos de exploración incurridos en la cuenca Austral de USD 3,2 millones se relacionaron con la participación de la Sociedad de los costos vinculados al pozo Orkeke no exitoso perforado por el socio de la Sociedad, ROCH S.A., durante 2018.

Notablemente, todas las operaciones de producción de gas de la Sociedad se encuentran en la cuenca Austral, donde el operador es ROCH S.A.

No hay ingresos entre segmentos en ninguno de los períodos presentados. Todas las ganancias representan ventas realizadas por el grupo a clientes externos con la mayoría de las ventas llevadas a cabo en Argentina. El grupo vende sustancialmente todos su producción de petróleo a la sociedad de petróleo de propiedad estatal argentina, YPF. Más de la mitad de la producción de gas se vende al Grupo Albanesi.

3. Total Ingresos

	Seis meses hasta el 30 de junio de 2019	Seis meses hasta el 30 de junio de 2018	Ejercicio hasta el 31 de diciembre de 2018
	USD'000	USD'000	USD'000
Sin auditar			
Ingresos por petróleo crudo	59.670	81.544	154.475
Ingresos por gas	8.947	11.332	22.497
Total Ingresos	68.617	92.876	176.972

4. Costo de las ventas

	Seis meses hasta el 30 de junio de 2019 USD'000	Seis meses hasta el 30 de junio de 2018 USD'000	Ejercicio hasta el 31 de diciembre de 2018 USD'000
Sin auditar			
Costos de producción	40.180	47.733	89.892
Depreciación de activo de gas y petróleo	27.331	34.658	64.726
Movimientos en bienes de cambio de crudo	(525)	355	1.020
Total costo de las ventas	66.986	82.746	155.638

5. Bienes de uso

	Propiedad, muebles, equipos y vehículos USD'000	Activos de desarrollo y producción USD'000	Activos en construcción USD'000	Total USD'000
Activo no corriente - sin auditar				
Al 1 de enero de 2019				
Costo	9.431	694.747	6.070	710.248
Depreciación y deterioro acumulados	(5.680)	(338.377)	-	(344.057)
Monto contabilizado neto	3.751	356.370	6.070	366.191
Período finalizado el 30 de junio de 2019				
Monto contabilizado neto inicial	3.751	356.370	6.070	366.191
Incorporaciones	1.208	9.025	11.243	21.476
Transferencias	-	12.742	(12.742)	-
Traslado a activo tenido para la venta	(327)	(66.117)	-	(66.444)
Disposición de activos - costo	-	(53.334)	-	(53.334)
Costos de exploración dados de baja	-	(333)	-	(333)
Cargo por depreciación	(871)	(26.460)	-	(27.331)
Traslado a activo tenido para la venta - DD&A acumulada	309	49.682	-	49.991
Disposición de activo - DD&A acumulada	-	37.488	-	37.488
Monto contabilizado neto al cierre	4.070	319.063	4.571	327.704
Al 30 de junio de 2019				
Costo	10.312	596.730	4.571	611.613
Depreciación y deterioro acumulado	(6.242)	(277.667)	-	(283.909)
Monto contabilizado neto	4.070	319.063	4.571	327.704

En mayo de 2019, la Provincia de Mendoza emitió un decreto que extinguió la concesión para el bloque Chañares Herrados, que detentaba el socio JV de la Sociedad, Chañares Energía S.A., como resultado de su fracaso en satisfacer sus compromisos de trabajo. El decreto entró en vigencia inmediatamente y la Sociedad no tiene intención de participar en un nuevo proceso de licitación. En

consecuencia, el valor contable del activo se dio de baja al 30 de junio de 2019, lo que provocó una pérdida de USD 15,8 millones que deberá realizarse en el segmento Cuyana.

Los activos tenidos para la venta se relacionan con ciertos activos no esenciales en la cuenca Austral. Se ha otorgado la aprobación del directorio para la venta de estos activos y la Sociedad se comprometió en un programa activo para la venta de los activos dentro de los 12 meses de la fecha de informe.

Se capitalizó una suma de USD 0,8 a propiedad, muebles, equipos y vehículos en el período en relación con el activo de derecho a uso calculado sobre la adopción de la NIIF 16 en el período. El activo se depreciará de manera lineal durante la vida de los contratos de arrendamiento subyacentes.

Las incorporaciones a los bienes de uso en el período finalizado el 30 de junio de 2019 incluyen USD cero de intereses capitalizados respecto de activos calificados (\$1 de 2018: USD 0,2 millones). El importe total de intereses capitalizados en bienes de uso al 30 de junio de 2019 es de USD 2,8 millones (2018: USD 2,8 millones).

Activo no corriente - sin auditar	Propiedad, muebles, equipos y vehículos USD'000	Activos de desarrollo y producción USD'000	Activos en construcción USD'000	Total USD'000
Al 1 de enero de 2018				
Costo	7.320	583.103	18.241	608.664
Depreciación y deterioro acumulados	(4.608)	(249.811)	-	(254.419)
Monto contabilizado neto	2.712	333.292	18.241	354.245
Período finalizado el 30 de junio de 2018				
Monto contabilizado neto inicial	2.712	333.292	18.241	354.245
Traslados a intangibles	-	(1.414)	-	(1.414)
Transferencias	1.825	37.481	(39.306)	-
Incorporaciones	896	-	37.285	38.181
Costos de exploración dados de baja	-	(3.165)	-	(3.165)
Cargo por depreciación	(1.774)	(32.883)	-	(34.657)
Monto contabilizado neto al cierre	3.659	333.311	16.220	353.190
Al 30 de junio de 2018				
Costo	10.041	616.005	16.220	642.266
Depreciación y deterioro acumulados	(6.382)	(282.694)	-	(289.076)
Monto contabilizado neto	3.659	333.311	16.220	353.190

Los costos de exploración pasados a pérdida en 2018 de USD 3,2 millones incluyen la participación de la Sociedad de los costos vinculados al pozo Orkeke no exitoso perforado por el socio de la Sociedad, ROCH S.A., en la cuenca Austral.

6. Activos intangibles

Los activos de exploración y evaluación constituyen, principalmente, la participación de la licencia del grupo en cuanto a los activos de exploración y valoración situados en Argentina. Los activos de

exploración y evaluación consisten tanto de propiedades de petróleo y gas convencionales como no convencionales.

Activo no corriente - sin auditar	Valor llave USD'000	Activos de exploración y evaluación USD'000	Total USD'000
Al 1 de enero de 2019			
Costo	260.007	225.172	485.179
Amortización y deterioro acumulados	(224.169)	-	(224.169)
Monto contabilizado neto	35.838	225.172	261.010
Período finalizado el 30 de junio de 2019			
Monto contabilizado neto inicial	35.838	225.172	261.010
Incorporaciones	-	29.292	29.292
Traslado a activo tenido para la venta	-	(616)	(616)
Disposiciones	-	(2.334)	(2.334)
Monto contabilizado neto al cierre	35.838	251.514	287.352
Al 30 de junio de 2019			
Costo	260.007	251.514	511.521
Amortización y deterioro acumulados	(224.169)	-	(224.169)
Monto contabilizado neto	35.838	251.514	287.352

Las incorporaciones a activos intangibles durante el período se relacionan predominantemente con el hecho de que se terminó la perforación del pozo MMx-1001 y la perforación del pozo MMx-1002 en Mata Mora.

Se reconoció una pérdida de USD 2,3 millones sobre el abandono respecto de la concesión Vega Grande en la cuenca Neuquina. El área de licencia no forma parte de las operaciones principales de la Sociedad y no se encuentra produciendo en la actualidad. Por lo tanto, la dirección ejecutiva ha tomado la decisión de no solicitar la prórroga de la concesión cuando sea oportuno en el S2 de 2019.

Activo no corriente - sin auditar	Valor llave USD'000	Activos de exploración y evaluación USD'000	Total USD'000
Al 1 de enero de 2018			
Costo	260.007	171.393	431.400
Amortización y deterioro acumulados	(224.169)	-	(224.169)
Monto contabilizado neto	35.838	171.393	207.231
Período finalizado el 30 de junio de 2018			
Monto contabilizado neto inicial	35.838	171.393	207.231
Incorporaciones	-	16.534	16.534
Traslados de bienes de uso	-	1.414	1.414
Monto contabilizado neto al cierre	35.838	189.341	225.179

Al 30 de junio de 2018

Costo	260.007	189.341	449.348
Amortización y deterioro acumulados	(224.169)	-	(224.169)
Monto contabilizado neto	35.838	189.341	225.179

Las incorporaciones a activos intangibles en 2018 se relacionaron con los costos asociados con asegurar la participación del grupo en los bloques Mata Mora y Corralera y aumentar su participación efectiva en la explotación del 27% al 90%.

Pruebas de deterioro en los activos de exploración y evaluación.

Los activos de exploración y evaluación son susceptibles de pruebas de deterioro antes de la reclasificación como activos fijos tangibles donde se confirman las reservas viables comercialmente. Cuando no se encuentran reservas viables comercialmente al finalizar la fase de exploración de un área, los costos de exploración acumulados se dan de baja en el estado de resultados.

Pruebas de deterioro para el valor llave

La dirección ejecutiva controla el valor llave a nivel de los segmentos operativos identificados en la nota 2.

La totalidad del valor llave fue asignado a la cuenca Neuquina, tal como se detalla a continuación.

Al 30 de junio de 2019 y 31 de diciembre de 2018	Cuenca Neuquina USD'000	Cuenca Austral USD'000	Cuenca Cuyana USD'000	Corporativo		Total USD'000
				Otros USD'000	/no asignado USD'000	
Chachahuen	15.223	-	-	-	-	15.223
Corralera	16.780	-	-	-	-	16.780
Mata Mora	3.835	-	-	-	-	3.835
Total	35.838	-	-	-	-	35.838

No se reconoció valor llave alguno antes de 2017. La totalidad del valor llave presentado se relaciona con la asignación de valor llave técnico originado como resultado de la contabilización del impuesto diferido en la combinación de negocios que concluyó el 10 de agosto de 2017.

7. Préstamos

	30 de junio de 2019			30 de diciembre de 2018		
	Corriente USD'000	No corriente USD'000	Total USD'000	Corriente USD'000	No corriente USD'000	Total USD'000
Sin auditar						
Con garantía						
Préstamos bancarios	17.407	-	17.407	17.523	-	17.523
Total préstamos con garantía	17.407	-	17.407	17.523	-	17.523
Sin garantía						
Préstamos bancarios	710	-	710	709	-	709
Préstamos de partes vinculadas	61.836	185.341	247.177	46.090	135.919	182.009

Otros préstamos	56	-	56	43	-	43
Total préstamos sin garantía	62.602	185.341	247.943	46.842	135.919	182.761
Total préstamos	80.009	185.341	265.350	64.365	135.919	200.284

Pasivo con garantía y activo prendado como garantía

El pasivo con garantía se relaciona con préstamos denominados en dólares estadounidenses en un total de USD 17,4 millones con tasas de interés que oscilan del 5,45%-9,25% (EC 2018: USD 17,5 millones).

Préstamos de partes vinculadas

El préstamo de parte vinculada al 30 de junio de 2019 se relaciona con una línea de crédito rotativa convertible ("RCF") que Mercuria Energy Netherlands B.V., una subsidiaria de Mercuria Energy Group Limited ("Mercuria") otorgó al grupo.

En febrero de 2018, USD 100,0 millones de la línea de crédito original de Mercuria se convirtieron a capital en la Sociedad a un precio de GBP 0,37 por acción. Al mismo momento, se reestructuró la línea de crédito como una nueva línea de crédito rotativa convertible ("RCF" [por sus siglas en inglés]) en la suma de USD 160,0 millones con USD100,0 millones adicionales de nuevos fondos que se pusieron a disposición de la Sociedad.

En diciembre de 2018, Mercuria adelantó otros USD 25,0 millones como un elemento de la línea de crédito B a la RCF. En febrero de 2019, la suma de USD 50,0 millones se puso a disposición en virtud de este elemento de línea de crédito B de la RCF. El préstamo original de USD 160,0 millones se convirtió en línea de crédito A.

En mayo de 2019, se extendió más la RCF convertible enmendada para agregar un compromiso de línea de crédito C de USD 40 millones.

Todos los fondos utilizados en virtud de la RCF convertible enmendada devengan un interés de LIBOR a tres meses +4% y es susceptible de cancelación antes del 31 de diciembre de 2021.

Mercuria Group tiene el derecho de convertir todo o parte del capital pendiente de la línea de crédito A en acciones ordinarias nuevas adicionales de la Sociedad a un precio de GBP 0,45 por acción. Este derecho de conversión puede ejercerse en cualquier momento desde el 30 de junio de 2018 hasta 10 días hábiles antes del vencimiento de la línea de crédito A. Una característica de conversión similar existe en relación con la línea de crédito B a un precio de GBP 0,28 por acción que puede ejercerse desde el 30 de junio de 2019 hasta 10 días hábiles antes de la fecha de vencimiento y en relación con la línea de crédito C a un precio de GBP 0,23 por acción en cualquier momento desde el 30 de junio de 2020 hasta 10 días hábiles antes de la fecha de vencimiento.

La RCF convertible enmendada otorga un período de gracia (interés y capital) desde el 1 de enero de 2019 hasta el 29 de febrero de 2020 y el préstamo se amortizará en cuotas de cancelación trimestral iguales desde el 31 de marzo de 2020 hasta el vencimiento. Los derechos de convertir la línea de crédito B y la línea de crédito C están sujetos a las resoluciones de los socios adecuadas en relación con la facultad de asignar y no aplicar derechos de preferencia vinculados a dichas acciones, si se han aprobado.

8. Gastos por impuesto a la renta

	Período hasta el 30 de junio de 2019 USD'000	Período hasta el 30 de junio de 2018 USD'000	Ejercicio hasta el 31 de diciembre de 2018 USD'000
Gasto por impuesto a la renta - sin auditar			
Impuesto corriente			
Crédito/ (gasto) impositivo corriente sobre las ganancias para el ejercicio	(737)	(176)	201
Total gasto impositivo corriente	(737)	(176)	201
Impuesto a la renta diferido			
Aumento/ (disminución) en el impuesto diferido	8.762	(10.936)	(16.998)
Total beneficio / (gasto) por impuesto diferido	8.762	(10.936)	(16.998)
Beneficio / (gasto) por impuesto a la renta	8.025	(11.112)	(16.797)

Conciliación del gasto por impuesto a la renta a cargo tributario teórico calculado mediante la tasa de impuestos a sociedades:

	Período hasta el 30 de junio de 2019 USD'000	Período hasta el 30 de junio de 2018 USD'000	Ejercicio hasta el 31 de diciembre de 2018 USD'000
Sin auditar			
Pérdida originada en operaciones continuas antes del gasto por impuesto a la renta	(42.949)	(30.775)	(61.516)
Impuesto a la tasa impositiva argentina del 30% (2018: 30%)	12.885	9.233	18.455
<i>Efecto impositivo de montos que no son deducibles (imponibles) al calcular la renta imponible:</i>			
Efecto de conversión de moneda sobre valores impositivos	4.070	(13.367)	(26.556)
Efecto del cambio en la tasa impositiva	(1.539)	889	3.400
Gastos no deducibles por impuestos	(159)	(1.670)	343
Activos por impuestos diferidos no reconocidos	(3.648)	(6.954)	(10.904)
Valuación fiscal	-	919	-
Ajuste por inflación	(3.972)	-	-
Otros	388	(162)	(1.535)
Total beneficio / (gasto) por impuesto a la renta	8.025	(11.112)	(16.797)

La tasa del impuesto a la renta para sociedades en Argentina en 2019 es del 30% (2018: 30%) y se aplica a las ganancias obtenidas y pérdidas sufridas en el período hasta el 30 de junio de 2019.

En virtud del plan de reforma tributaria de diciembre de 2017 implementado por las autoridades fiscales argentinas (AFIP), la tasa del impuesto a la renta para sociedades se mantendrá al 30% hasta el 31 de diciembre de 2019, y luego será reducida al 25% para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2020 y posteriores.

La reducción en dicha tasa enunciada en el plan de reforma tributaria se relaciona solo con las ganancias reinvertidas en Argentina. Se aplica un impuesto adicional a los dividendos para revertir la tasa tributaria acumulada respecto de las ganancias utilizadas para que el dividendo sea del 35%.

9. Saldos por impuesto diferido

Activo por impuesto diferido

	30 de junio 2019 USD'000	30 de junio 2018 USD'000	31 de diciembre de 2018 USD'000
Sin auditar			
Pérdidas por impuestos	3.716	5.295	2.525
Provisiones	2.934	7.635	3.055
Otros	12.092	7.172	7.151
Total activo por impuesto diferido	18.742	20.102	12.731

La legislación impositiva argentina no contempla el concepto de grupos tributarios. Por lo tanto, el activo y el pasivo por impuesto diferido no pueden ser compensados entre las sociedades inscriptas en Argentina y que recaigan sobre el control del mismo socio. Fuera de la Argentina, el grupo no tiene una concentración suficiente de subsidiarias en una jurisdicción impositiva única a fin de garantizar la búsqueda de una categoría de grupo impositiva para facilitar la compensación de los activos y pasivos.

La Sociedad no reconoció los activos por impuesto a la renta diferido de USD 3,4 millones (EC 2018: USD 1,9 millones) respecto de los quebrantos fiscales que ascienden a USD 11,4 millones (EC 2018: USD 36,3 millones), por cuanto no existe evidencia suficiente de que los activos potenciales serán recuperados.

Los quebrantos fiscales evaluados que ascienden a USD 3,7 millones (EC 2018: USD 2,5 millones) vencerán entre 2020 y 2024.

Movimientos	Pérdidas por impuestos USD'000	Provisiones USD'000	Otros USD'000	Total USD'000
Al 1 de enero de 2018	2.837	8.051	8.118	19.006
Acreditado/(cargado) a ganancias y pérdidas	2.458	(416)	(946)	1.096
Al 30 de junio de 2018	5.295	7.635	7.172	20.102

Movimientos	Pérdidas por impuestos USD'000	Provisiones USD'000	Otros USD'000	Total USD'000
Al 1 de enero de 2019	2.525	3.055	7.151	12.731
Acreditado/(cargado) a ganancias y pérdidas	1.191	(121)	4.941	6.011
Al 30 de junio de 2019	3.716	2.934	12.092	18.742

La ley tributaria argentina introdujo provisiones para los ajustes inflacionarios que deberán realizarse a los fines impositivos en caso de que los aumentos anuales en el índice CPI excedan el 55% en 2018, el 30% en 2019 o el 15% en 2020. Cuando se desencadena un ajuste inflacionario por impuestos, la ley exige un ajuste a los impuestos en el período y que se contabilice un tercio del

valor calculado a los impuestos a la renta corrientes en el ejercicio, y que los dos tercios restantes se incluyan dentro del impuesto diferido y se reconozcan mediante el impuesto corriente en partes iguales en los dos ejercicios siguientes.

Durante el período, se incluyó un importe de USD 1,5 millones (EC 2018: USD cero) en los impuestos corrientes, y otros USD 2,5 (EC 2018: USD cero) dentro de otros activos por impuesto diferido en relación con este ajuste.

El calendario en cuanto a la recuperación prevista o liquidación de los activos por impuesto diferido es el siguiente:

	30 de junio 2019 USD'000	30 de junio 2018 USD'000	31 de diciembre de 2018 USD'000
Inferior a 12 meses luego del período de información	12.061	12.467	7.150
Superior a 12 meses luego del período de información	6.681	7.635	5.581
	18.742	20.102	12.731

Pasivo por impuesto diferido

El saldo comprende las diferencias temporales atribuibles a lo siguiente:

	30 de junio 2019 USD'000	30 de junio 2018 USD'000	31 de diciembre de 2018 USD'000
Bienes de uso y activo intangible	(99.149)	(99.612)	(101.310)
Bienes de cambio	(1.188)	(96)	(42)
Otros	(16)	(1.415)	(1.751)
Total pasivo por impuesto diferido	(100.353)	(101.123)	(103.103)

Movimientos	Bienes de uso y activo intangible USD'000	Bienes de cambio USD'000	Otros USD'000	Total USD'000
Al 1 de enero de 2018	(85.802)	(1.108)	(2.181)	(89.091)
(Cargado)/acreditado a ganancias y pérdidas	(13.810)	1.012	766	(12.032)
Al 30 de junio de 2018	(99.612)	(96)	(1.415)	(101.123)

Movimientos	Bienes de uso y activo intangible USD'000	Bienes de cambio USD'000	Otros USD'000	Total USD'000
Al 1 de enero de 2019	(101.310)	(42)	(1.751)	(103.103)
Acreditado/(cargado) a ganancias y	2.161	(1.146)	1.735	2.750

pérdidas

Al 30 de junio de 2019	(99.149)	(1.188)	(16)	(100.353)
-------------------------------	-----------------	----------------	-------------	------------------

La presentación precedente de activos y pasivos por impuesto diferido se confecciona de manera tal que muestre la acumulación de la posición de activo y pasivo bruto de la Sociedad a nivel societario.

Los activos y pasivos por impuesto diferido presentados en el balance refleja la compensación de los activos y pasivos por impuesto diferido cuando es posible. En la siguiente tabla, se detallan los activos y pasivos por impuesto diferido, luego de la compensación legal.

	30 de junio 2019 USD'000	30 de junio 2018 USD'000	31 de diciembre de 2018 USD'000
Activo por impuesto a la renta diferido	10.207	15.150	9.001
Pasivo por impuesto diferido	(91.818)	(96.171)	(99.374)
Pasivo por impuesto a la renta diferido neto	(81.611)	(81.021)	(90.373)

10. Caja (utilizada)/ generada de operaciones

	Período hasta el 30 de junio de 2019 USD'000	Período hasta el 30 de junio de 2018 USD'000	Ejercicio hasta el 31 de diciembre de 2018 USD'000
Sin auditar	(42.949)	(30.775)	(61.516)
Pérdida para el período antes de los impuestos	(42.949)	(30.775)	(61.516)
Ajustado por:			
Costos financieros	9.186	7.750	12.055
Ingresos financieros	(373)	(223)	(321)
Acumulación de descuento sobre obligación de retiro de activos	462	(425)	860
Ganancias cambiarias no realizadas netas	2.498	2.312	8.662
Ingresos por inversiones a corto plazo	(302)	-	(390)
Costos de exploración dados de baja	-	3.165	8.609
Pérdida sobre disposición de activo no corriente	18.180	-	1.125
Pagos basados en acciones	608	-	5.990
Depreciación y amortización	27.331	34.658	64.726
Cargo en pasivos y activos operativos:			
(Aumento) en bienes de cambio	(3.452)	(2.756)	(2.904)
(Aumento) en los créditos comerciales y otras cuentas por cobrar	(8.887)	(8.007)	(15.418)
(Disminución)/Aumento en las deudas comerciales y otras cuentas a pagar	(20.817)	(1.197)	9
(Disminución)/ aumento en las provisiones	(972)	187	(473)
Caja (utilizada)/ generada de operaciones	(19.487)	4.689	21.014

11. Transacciones de partes vinculadas

El 22 de enero de 2018, la sociedad celebró un acuerdo de intercambio con Mercuria Energy Trading S.A. con el objeto de fijar el precio recibido por un monto fijo de producción de 2018 a USD 65,97/bbl. El plazo efectivo del acuerdo comenzó el 15 de enero y venció el 14 de diciembre de 2018. La pérdida de cobertura realizada gastada en 2018 fue de USD 7,6 millones. La Sociedad no fue parte de ningún instrumento derivado al 30 de junio de 2019.

12. Hechos luego del período informado

No se produjeron hechos después del período informado cuya divulgación se exija.

Información adicional

Resumen de producción

	WI (participación efectiva en la explotación)	EC 2018 BEP/D neto	T2 de 2019 BEP /D neto	T1 de 2019 BEP /D neto	T4 de 2018 BEP/D neto
	%				
AUSTRAL		3.960	3.963	3.787	4.033
Angostura (CA-14)	13%	352	708	564	529
Campo Breman	70%	538	441	484	504
Chorillos	70%	1.999	1.754	1.705	1.944
Las Violetas	13%	563	628	560	586
Moy Aike	70%	98	83	89	88
Oceano	70%	389	341	370	359
Rio Cullen	13%	22	9	14	22
CUYANA		1.818	1.789	1.864	1.734
Atamisqui	100%	318	312	315	319
Chañares Herrados (pozos de JV solamente)	78%	499	508	546	457
Refugio Tupungato	100%	1,002	969	1,003	959
GOLFO SAN JORGE		6	3	4	7
Sur Rio Deseado Este	25%	6	3	4	7
NEUQUINA		4.471	3.865	3.985	4.112
Cajón de los Caballos	38%	121	97	108	120
Cerro Mollar Norte	100%	91	86	90	95
Cerro Mollar Oeste	100%	88	81	72	86
Cerro Morado Este	20%	-	57	15	-
Chachahuen Sur	20%	2.298	2.051	2.188	2.226
Chachahuen Sur (Permiso)	20%	50	46	46	50
El Manzano Oeste (Agrío)	100%	11	0	-	-
El Manzano Oeste (Resto)	40%	16	41	14	15
La Brea	100%	37	31	31	33
La Paloma	100%	1	0	-	-
Mina Cerro del Alquitrán	100%	-	0	-	-
Puesto Rojas	100%	1.744	1.375	1.421	1.487
Río Atuel	67%	-	0	-	-
Vega Grande	100%	12	0	-	-
TOTAL GENERAL		10.256	9.621	9.636	9.885

Todas las cifras de producción en las tablas y el texto de este anuncio son cifras netas para la participación de la Sociedad en las diversas licencias. Los totales pueden no coincidir debido a redondeo.

Traducción

Este documento es la traducción al español del documento original redactado en inglés. En caso de discrepancias entre el documento original redactado en inglés y su traducción en español, el original en inglés prevalecerá.

Fin del comunicado