

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 26 de junio de 2020

Señores:

Bolsa de Comercio de Buenos Aires

Sarmiento 299

Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Presente

Ref. **Phoenix Global Resources
PLC s/ Hecho Relevante**

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 hecho relevante relativo a los resultados finales del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

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



Bárbara Santori
Autorizada

26 de junio de 2020

Phoenix Global Resources plc
("Phoenix" o la "Compañía")

Resultados finales del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019

Phoenix Global Resources (AIM: PGR; BCBA: PGR), la compañía *upstream* de petróleo y gas que ofrece a sus inversores exposición directa en las formaciones *shale* de Vaca Muerta en Argentina y otros recursos no convencionales, anuncia sus resultados finales para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 y la publicación de sus Estados Contables Anuales 2019.

Resumen

- Perforación y terminación de dos pozos horizontales no convencionales de Vaca Muerta en Mata Mora
- Tres pozos de desarrollo verticales nuevo Agrio perforados y terminados en Puesto Rojas
- Dos pozos perforados como parte de la campaña de valoración reterminados como pozos de desarrollo en *folded* Agrio en Puesto Rojas
- Ingresos de USD 129,4 millones (2018: USD 177,0 millones)
- EBITDAX ajustado¹ de USD 16,9 millones (2018: USD 39,2 millones)
- Pérdida operativa de USD 110,2 millones (2018: USD 34,9 millones)
- Producción diaria promedio en 2019 de 9.236 bpepd (2018: 10.249 bpepd)
- Evaluaciones independientes de volúmenes de reservas 2P a 29,8 MMBpe (2018: 57,1 MMBpe)
- Aumento del 37% de recursos contingentes (2C) a 281,4 MMBpe

¹EBITDAX ajustado excluye gastos operativos no recurrentes

Para más información, comuníquese con:

Phoenix Global Resources plc	Kevin Dennehy, Gerente de Finanzas	Tel.: +44 20 3912 2800
Shore Capital Asesor designado y Agente conjunto	Antonio Bossi David Coaten	Tel.: +44 20 7408 4090
Panmure Gordon Agente conjunto	Daniel Norman Atholl Tweedie	Tel.: +44 20 7886 2500
Camarco RR.PP. Financiero	Billy Clegg Owen Roberts James Crothers	Tel.: +44 20 3757 4980

Sobre Phoenix

Phoenix Global Resources es una compañía independiente listada en la Bolsa de Comercio de Londres (AIM:PGR) y en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (BCBA:PGR), enfocada a la exploración y producción de petróleo y gas en Argentina. La Compañía posee más de 0,9 millones de acres de licencias en Argentina (de los cuales, aproximadamente 0,7 millones son operados), reservas 2P equivalentes a 29,8 millones de bpe, y una producción promedio equivalente a un interés de trabajo de aproximadamente 9.236 bpe diarios en 2019. Phoenix tiene una exposición significativa a la oportunidad no convencional en Argentina, a través de sus aproximadamente 0,6 millones de acres con potencial en Vaca Muerta y otro potencial no convencional.

Memoria Anual

El 2 de julio de 2020, la Compañía publicará para los accionistas una copia de la memoria anual auditada para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, junto con la convocatoria a la Asamblea Ordinaria, que se celebrará en las oficinas de Phoenix Global Resources en King's House, 10 Haymarket, Londres SW1Y 4BP el 30 de julio de 2020 a las 12 p.m.. La memoria anual estará disponible en el sitio web de la Compañía www.phoenixglobalresources.com

DECLARACIÓN DEL PRESIDENTE

Estimados socios,

El objetivo estratégico de la Compañía en 2019 fue crear valor adicional en su cartera principal de activos de gas y petróleo no convencional mediante la valoración continua y la actividad de desarrollo en áreas prospectivas clave; un objetivo que avanzó durante el ejercicio.

Valoración continua y desarrollo de nuestros activos prospectivos principales

Se tuvo éxito en Mata Mora, donde la perforación y terminación de los dos primeros pozos horizontales entregaron volúmenes de producción iniciales que superaron los cálculos anteriores a la perforación. El éxito en Mata Mora confirmó que el bloque es un prospecto no convencional comercial en la ventana de petróleo de Vaca Muerta.

En Puesto Rojas, la Compañía aseguró la primera Concesión No convencional que otorgó e la Provincia de Mendoza. El otorgamiento de esa concesión reconoce el trabajo de evaluación sustancial llevado a cabo en Puesto Rojas en los últimos años y, notablemente, brinda la plataforma para el trabajo futuro sobre el desarrollo de recursos no convencionales en la concesión.

Las pruebas en Mata Mora se extendieron más allá del plan inicial a dado que trabajamos mediante el análisis de los resultados de producción inicial y el análisis detallado del rendimiento de los pozos. Estas pruebas extendidas nos brindaron más información de subsuelo que se utilizará en la planificación de pozos futuros y la preparación del proyecto de desarrollo piloto en Mata Mora.

Asimismo, los resultados provenientes de la campaña inicial de desarrollo de cinco pozos verticales en Puesto Rojas fueron mixtos. Tres pozos no fueron exitosos, y la información recabada durante la perforación y terminación mostró que la formación objetivo denominada folded Agrio es significativamente más compleja que lo indicado por el programa sísmico. El resultado de la campaña con sus limitaciones y la información adicional que se obtuvo de ella confirmaron que el desarrollo de la formación Vaca Muerta que mediante pozos horizontales y el desarrollo horizontal de la parte de la formación Agrio que no es folded son las áreas de atención para la actividad futura en Puesto Rojas.

Acontecimientos recientes

Desafortunadamente, sin perjuicio del progreso en este último ejercicio, los acontecimientos recientes implican que la Compañía enfrenta varios desafíos en la actualidad. A nivel macro, la Compañía enfrenta incertidumbre económica en Argentina luego de un cambio de gobierno en diciembre de 2019 y como resultado de las negociaciones todavía en curso del gobierno para reestructurar la deuda del país. Esta incertidumbre política y económica se agravó por el impacto del COVID-19 y el colapso mundial en la demanda de petróleo que provocó que los precios del petróleo se derrumbaran en el primer semestre de 2020.

Moneda e inflación

El contexto económico en Argentina continuó siendo volátil en 2019 dado que el peso sufrió otra devaluación significativa y la inflación de precios del año completo superó el 50%. La Compañía se beneficia de un cierto grado de protección ya que la industria del petróleo y gas opera en un contexto principalmente basado en dólares y Phoenix obtiene su financiación principal en dólares estadounidenses fuera de Argentina. Sin embargo, la Compañía se ve afectada por aspectos de políticas fiscales gubernamentales. Estas medidas pueden incluir la intervención en los precios de *commodities* para frenar la inflación de precios de los combustibles en los surtidores o los gravámenes que afectan sobre la producción, como por ejemplo la imposición de derechos a la exportación que por vía del denominado export parity afectaron en 2019 los precios realizados para las ventas domésticas .

Un cambio de gobierno

En el mes de diciembre de 2019 se produjo un cambio de gobierno en Argentina luego de las elecciones presidenciales en octubre de 2019, donde el partido Frente de Todos volvió al gobierno bajo el liderazgo de Alberto Fernández. El voto inicial en las elecciones primarias de agosto ya pronosticaba este resultado favorable a Fernández, que aseguraba un amplio margen de victoria inesperado en relación con la coalición Cambiemos, encabezada por el entonces Presidente Macri.

Inmediatamente después del resultado de las elecciones primarias de agosto, el ya debilitado peso sufrió otra devaluación significativa e inmediata impulsada por la incertidumbre en los mercados internacionales respecto de cuál sería la posición del nuevo gobierno electo en cuanto al acuerdo de crédito contingente de USD 57,0 mil millones.

Nuevo posible respaldo legislativo para las industrias fundamentales

La nueva administración anunció su intento de brindar respaldo regulatorio y económico a cuatro sectores clave de la economía; a saber, agricultura, gas y petróleo, minería y la economía del conocimiento. Se considera que estos sectores tienen el mayor potencial de impactar positivamente en la economía argentina. Para revertir las vicisitudes de la economía, es imprescindible reducir y revertir potencialmente el saldo del déficit de pagos significativo actual.

En mayo de 2020, el gobierno argentino emitió un decreto que establece un precio Mediano realizado fijo de USD 45,00/bbl. Esta fijación de precios permanecerá vigente en el mercado doméstico argentino hasta que el precio de referencia de crudo Brent mantenga un precio de USD 45,00/bbl o superior durante 10 días consecutivos. El decreto demuestra la intención del gobierno de respaldar la industria siempre que sea posible.

El impacto del COVID-19

El inicio de 2020 estuvo marcado por la aparición del virus del COVID-19 y su rápido desarrollo como pandemia global potencialmente fatal. Casi a nivel mundial, la respuesta gubernamental a la pandemia ha sido la de contener a través del confinamiento, la cuarentena o el autoaislamiento de la mayoría de los ciudadanos.

Esto derivó en un cierre prácticamente total de la industria y la actividad comercial no esencial y la suspensión de prácticamente todos los viajes voluntarios en el mundo. La reducción repentina y profunda de la actividad a nivel mundial resultó en una disminución significativa en la demanda de energía, que se tradujo en precios bajos récord de gas y petróleo y, sucesivamente, muchos proyectos de desarrollo se tornaron inviables en términos financieros.

Dado que el virus comienza a alcanzar lo que se percibe como un pico en varios países, la respuesta de la política se está focalizando a cuándo y con qué alcance las medidas de confinamiento se pueden levantar progresivamente de manera que la actividad económica e industrial pueda reanudarse y que las economías puedan reiniciar efectivamente.

La caída de los precios de los *commodities* a causa de la demanda usualmente se revierte más rápido que las originadas principalmente por la oferta excesiva y mientras que esto resulta prometedor, el cronograma de reanudación de los niveles normales de actividad no es claro y podría estar muy lejos.

Operaciones actuales

Actualmente, la Compañía ha cerrado la producción de petróleo crudo de sus áreas operadas debido a las limitaciones de la demanda. La Compañía desarrolló un plan y lo está implementando progresivamente que abarca una reducción significativa en los costos operativos y administrativos. Las medidas de reducción de costos que se están tomando implican que la Compañía estará en una posición considerablemente mejor para producir petróleo con precios de petróleo más bajos en términos económicos y con una contribución positiva al flujo de caja cuando se reanude la producción. La Compañía entonces se centrará en el desarrollo continuo de sus activos no convencionales.

Nuestro accionista principal, Mercuria, respalda el plan de reducción de costos y concedió líneas de crédito a corto plazo para facilitar su implementación y ejecución. Mercuria ha comunicado por escrito a la Compañía su intención de continuar brindándole respaldo financiero de un máximo de USD 37 millones para que la Compañía pueda seguir operando y cumpliendo con sus obligaciones a medida que venzan en los próximos 12 meses, mientras que evalúa los tiempos de los planes de trabajo y los compromisos de capital. Mercuria aceptó satisfacer las necesidades de efectivo de la Compañía durante este período y no exigir el reembolso del préstamo existente dentro de los próximos 12 meses mientras debate con la Compañía la reestructuración del acuerdo de préstamo existente. La carta, que no es legalmente vinculante por naturaleza, representa una carta de intención que manifiesta la intención actual de Mercuria de continuar brindando respaldo.

Los directores consideran que podrán llegar a un acuerdo respecto de la reestructuración de la deuda existente con Mercuria y formalizar un convenio para una nueva financiación, y que el grupo y la Compañía puedan continuar como una empresa en marcha en el futuro inmediato. La aplicación del principio de empresa en marcha de la preparación de los estados contables incluidos en esta memoria anual se basa en la carta de Mercuria y los debates continuos con los directores de Mercuria. En consecuencia, los directores siguen adoptando el principio de empresa en marcha para la contabilidad al momento de preparar los estados contables de 2019. Sin embargo, los Directores reconocen que si el respaldo financiero de Mercuria durante los próximos 12 meses no estuviera disponible y la Compañía no pudiera reestructurar el acuerdo de préstamo existente de Mercuria u obtener financiación de fuentes alternativas, se originaría una incertidumbre sustancial que podría poner en duda la capacidad del grupo y de la Compañía de continuar como empresa en marcha.

Resumen

Estos son tiempos realmente sin precedentes con alteraciones en la oferta y la demanda. El Directorio considera que puede prevalecerse de esta situación y aprovechar la oportunidad para examinar la base de costos en detalle. La Compañía es, en esencia, una compañía dedicada a la exploración de petróleo y gas no convencional y tiene activos excelentes en este espacio. Las sociedades que serán exitosas en el futuro serán aquellas con una base de costos bajos y un balance fuerte. El Directorio reconoce que será necesaria una inversión significativa en los años venideros para desarrollar estos activos y realzar el valor. Asimismo, reconoce que esto puede incluir asociaciones con terceros y proveedores de deuda locales en la combinación de mecanismos de financiación para respaldar este desarrollo.

Tiempos sin precedentes requieren la toma de decisiones dolorosas sin precedentes y, si bien será un desafío implementar los pasos que hemos acordado dar, el Directorio considera que derivará en una base de costos de la cual se puedan potenciar los intereses de la Compañía en sus activos de gas y petróleo no convencional de alta calidad y estar en una posición de crear un valor a largo plazo para los accionistas.

Por supuesto, aprovecho esta oportunidad en representación de su Directorio para extender mi sincera gratitud a nuestros equipos por su dedicación continua y su arduo trabajo en el que ha sido un período desafiante para todos nosotros. En especial me gustaría agradecer a todo el personal y directores salientes que hicieron aportes significativos durante el tiempo que estuvieron con la Compañía y lamento mucho verlos partir. Mis mejores deseos en el futuro para todos ellos. Todos comprendemos los desafíos que enfrenta la Compañía y las medidas difíciles que enfrentamos en este contexto.

SIR MICHAEL RAKE
PRESIDENTE NO EJECUTIVO
26 de junio de 2020

ANÁLISIS OPERATIVO

Mata Mora - operado, principal

La perforación y terminación de los dos primeros pozos horizontales no convencionales de Vaca Muerta en Mata Mora es un logro para Phoenix y demuestra valor en el activo.

Pozos horizontales no convencionales iniciales que apuntan a Vaca Muerta

Se inició la perforación del primer pozo horizontal en Mata Mora, MM.x-1001, a fines de 2018 y las operaciones de perforación se completaron a comienzos de enero de 2019. Al finalizar la perforación, el pozo se entubó y cimentó y se debía llevar a cabo la terminación en simultáneo con MM.x-1002, el segundo pozo de compromiso horizontal en Mata Mora. Se inició la perforación de MM.x-1002 de la misma plataforma que MM.x-1001 a fines de enero de 2019 y se concluyó la perforación de la sección horizontal a finales de 2019.

La sección vertical de MM.x-1002 alcanzó una profundidad total de 3.170 metros con una sección lateral que se extiende a una longitud horizontal de 2.058 metros. Al igual que MM.x-1001, el pozo fue geodirigido con éxito con más del 95% de la sección lateral mantenido dentro de una ventana de siete metros en el horizonte de La Cocina de la formación Vaca Muerta.

Los pozos se terminaron de manera no convencional en mayo de 2019 en una operación de fracturamiento simultánea en las que se aplican etapas de fracturamiento en una secuencia alterna a lo largo de la longitud de los dos pozos. Esta técnica se desarrolló en la industria *shale* norteamericana y está diseñada para optimizar el volumen de roca estimulada mediante la interferencia por tensión (*stress-shadowing*) mientras que se minimiza el riesgo de comunicación del fluido de terminación (o golpes de fractura *-frac hits-*) entre las etapas de fracturamiento aplicadas a los pozos adyacentes en operaciones de perforación de alta intensidad. Los golpes de fractura pueden tener un impacto positivo, negativo o neutral, pero donde el impacto es negativo pueden manifestar una relación "de padre-hijo" entre los pozos con pérdidas de producción observadas en un pozo cuando la producción aumenta en un pozo adyacente.

Se completaron exitosamente 80 etapas de fracturamiento en total en los dos pozos de Mata Mora con un promedio de cuatro etapas completas por día. Se espera que la velocidad de implementación de etapas de fracturamiento aumente con los pozos futuros. Al momento de concluir la operación de fracturamiento, ambos pozos se pusieron en *flowback* durante el cual se recuperan los fluidos de fracturamiento utilizados en los pozos y se producen los volúmenes de petróleo iniciales. Tanto los volúmenes de petróleo producido como la recuperación de fluidos aumentó durante el período de *flowback* a medida que las válvulas de estrangulamiento se abrían moderadamente en los pozos.

Pruebas de pozo extendidas que brindan información de producción y subsuelo valiosa

Mientras que ambos pozos de Mata Mora observaron tasas de producción de un máximo de 1.000 bppd en las pruebas iniciales, se advirtió que cuando la apertura de estrangulamiento se abría progresivamente en un pozo, y así aumentaba su producción, se observaron pérdidas de producción de compensación en el otro. Este comportamiento de producción sugiere un nivel de comunicación continuo entre los pozos, separado de la interferencia esperada que tendría lugar durante las operaciones de terminación.

A comienzos del T3 de 2019, se volvieron a estrangular ambos pozos y se los sometió a una prueba extendida. Como parte de esas pruebas, se ejecutó una herramienta de registro de producción a lo largo de cada pozo que confirmó que las etapas de fracturamiento aplicadas a los pozos están conectadas al diámetro interno del pozo y que el fluido circula en cada etapa en ambos pozos. Esto indica que, si bien puede haber alguna comunicación entre los pozos, las etapas de fracturamiento individuales en sí mismas se están desarrollando.

Hasta febrero de 2020, se estaban manejando las etapas de estrangulamiento en cada pozo y se están abriendo progresivamente en pequeños incrementos con el fin de reducir la presión de la cabeza de entrada antes de la posible instalación de bombas en ambos pozos, que depende del rendimiento del pozo en el intervalo.

Las cuestiones de comunicación experimentadas en MM.x-1001 y MM.x-1002 provocaron una reevaluación del espaciamiento óptimo para pozos laterales no convencionales futuros en Mata Mora. Donde los dos pozos iniciales tienen un espaciamiento de 250 metros, los pozos futuros se perforarán con un espaciamiento proyectado de 300 a 400 metros entre los laterales adyacentes.

La optimización del espaciamiento del pozo para maximizar el potencial de producción y recuperación de petróleo definitiva total al mismo tiempo que se minimiza el riesgo de interferencia entre los pozos es fundamental para determinar el plan de desarrollo más económico para el yacimiento.

Confirmación de Mata Mora como un prospecto comercial

Hasta el 31 de marzo de 2020, la producción acumulada total de los dos pozos de Mata Mora fue más de 240.000 bbls de crudo de 37 API que generan ingresos por ventas de USD 8,7 millones.

A comienzos de abril, los pozos de Mata Mora se cerraron en virtud de las condiciones de fuerza mayor. La reducción significativa en la demanda de combustible debido a la COVID-19 había provocado que YPF cerrara varias de sus refinerías y, por lo tanto, no había ninguna ruta para comercializar desde el yacimiento. Se espera que la producción se reanude en 2020 cuando el impacto de la pandemia en la demanda de combustible disminuya y regresen los mercados comerciales.

El trabajo realizado hasta la fecha y los resultados de los pozos laterales iniciales en Mata Mora confirmaron que el bloque es un prospecto comercial para el desarrollo.

Área Puesto Rojas - operada, principal

Producción

Puesto Rojas, que incluye las concesiones Cerro Mollar Oeste y Cerro Mollar Norte, es una importante área en términos de producción actual y potencial futuro. El área entregó uniformemente alrededor de 1.500 bpepd de producción en 2019. La mayoría de la producción existente deriva del stock del pozo convencional, aunque se pondrá el foco del trabajo de desarrollo hacia adelante en las múltiples oportunidades no convencionales presentes en Puesto Rojas.

El área Puesto Rojas es importante en términos de superficie y contiene varias formaciones y horizontes con potencial para el desarrollo no convencional.

Otorgamiento de licencia

En abril de 2019, la Provincia de Mendoza le otorgó a la Compañía la primera concesión no convencional emitida por la provincia. La concesión no convencional abarca el bloque Puesto Rojas y cuenta con un plazo primario de 35 años y una tasa de regalías más baja que la concesión convencional.

La concesión no convencional contiene el requisito de una fase de desarrollo piloto con determinados trabajos que deben completarse antes de junio de 2022. Al momento de completar la fase piloto, la Compañía tendrá la opción de pasar al desarrollo no convencional en Puesto Rojas o bien revertir la concesión no convencional sin sanciones específicas y reanudar la actividad de desarrollo convencional en el bloque en virtud de la concesión convencional.

Finalización de la campaña de valoración

En el T1 de 2019, el pozo final de la campaña de valoración no convencional 2018/2019, CDM-3012, se terminó y se implementó el levantamiento artificial. Al mismo tiempo, el pozo CDM-3004 previamente perforado también se terminó y se puso en *flowback*. La campaña de valoración no convencional 2018/19 comprendió un total de ocho pozos y una combinación de pruebas completas y restringidas de diferentes horizontes llevadas a cabo durante el transcurso de la campaña.

La campaña de valoración derivó en la identificación de una formación superficial folded "tight" Agrío como el objetivo primario de desarrollo a corto plazo en Puesto Rojas, dado que la formación es accesible usando pozos verticales terminados no convencionales a un costo comparativamente más bajo, lo que implica que podrían potencialmente proporcionar retornos de producción sólidos en el corto a mediano plazo.

Campaña de desarrollo no convencional

Se perforaron tres pozos nuevos verticales de desarrollo Agrío y se terminaron como parte de la campaña de desarrollo de 2019 inicial. CDM-3011 fue el primer pozo de la campaña, seguido de CDM-3014 y luego CDM-3025 de la misma plataforma que CDM-3011. Además de los pozos perforados recientemente, los pozos CDM-3012 y CDM-3007, que se perforaron como parte de la campaña de valoración, se reterminaron como pozos de desarrollo en folded Agrío.

Los resultados de la campaña de desarrollo se combinaron solo con CDM-3007 y CDM-3012 que actualmente producen a tasas económicas, aunque por debajo de los cálculos previos a la perforación. Se determinó que los pozos CDM-3011, CDM-3014 y CDM-3025, aunque están produciendo, no son comerciales en folded Agrío.

Desarrollo no convencional en Puesto Rojas

El desarrollo horizontal de las formaciones Vaca Muerta y Agrío distintas a folded sigue siendo el objetivo primario a mediano plazo en Puesto Rojas. Antes de su terminación en folded Agrío, se realizaron varias pruebas de *swab* en CDM-3007 para determinar las contribuciones de producción de cada capa de Vaca Muerta penetradas por el pozo. Asimismo, se llevó a cabo otro reacondicionamiento en CDM-3023, donde se aislaron las capas de Vaca Muerta y se probó cada capa para tasas de flujo.

Los resultados de este trabajo en la formación Vaca Muerta se utilizarán para planificar pozos horizontales futuros en la formación en Puesto Rojas.

Otra actividad de perforación en el área Puesto Rojas

Se perforaron dos pozos de compromiso, LP.a-09 y LP-07 en el ejercicio y se espera la terminación. Los pozos satisfacen el compromiso de licencia para el yacimiento aunque es probable que la terminación y prueba de los pozos se retrasen a consecuencia de la reciente caída en el precio de referencia Brent.

Se perforó otro pozo de compromiso, ML.x-1001, en el yacimiento Mallin Largo incluido en la licencia cuantiosa Rio Atuel. El pozo no fue exitoso en su objetivo meta pero proporcionó información para ayudar a interpretar la naturaleza de folded Agrio en Mallin Largo que continúa en Puesto Rojas.

Proyecto gas a energía - eliminando restricciones de producción

En agosto de 2019, la Compañía encomendó la construcción de una planta de gas a energía en Puesto Rojas. El gas asociado se produce como un producto secundario de la producción de petróleo en Puesto Rojas y, si bien las cantidades moderadas de gas en la producción temprana pueden quemarse, esta no es una solución en un proyecto de desarrollo a largo plazo de mayor envergadura.

Como operador responsable, la Compañía ha encargado una planta de gas a energía modular en Puesto Rojas para convertir el gas asociado en electricidad que pueda venderse en la red eléctrica.

La conversión de gas a energía usando tecnología Lean Burn (mezcla pobre) resulta en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y brinda una fuente relativamente limpia de energía para uso doméstico, comercial o industrial. También mitiga las restricciones sobre la producción de petróleo donde el gas asociado está presente.

Chachahuen Sur y Cerro Morado Este – no-operada, principal

Recuperación mejorada, Chachahuen Sur

La actividad en la concesión relativamente madura Chachahuen Sur se focaliza en la continuidad de los proyectos de recuperación secundaria y en los proyectos piloto de recuperación terciaria que apuntan a detener o reducir la declinación natural de la producción en el yacimiento. Se realizaron tareas para mejorar y modernizar los sistemas de manejo de agua durante el año 2019, tanto para optimizar la calidad del agua inyectada como los caudales de inyección en las formaciones productivas.

Además del proyecto de inyección de agua en Chachahuen Sur, el operador, YPF, propuso un proyecto de recuperación terciaria mediante la inyección de polímeros. La propuesta se basa en los resultados de producción las propiedades del petróleo que se están produciendo en Chachahuen, las características del reservorio y el comportamiento de producción observado en los yacimientos vecinos. El objetivo de la inyección de polímeros es detener la declinación de la producción y, potencialmente, aumentarla.

El uso de la inyección de polímeros usualmente mejora el rendimiento de la inyección de agua aumentando la viscosidad del agua inyectada y, así, aumentado la eficiencia de barrido a través del reservorio. Esto deriva en un volumen mayor de petróleo que se desplaza hacia los pozos en producción afectados y aumenta la producción de estos.

El proyecto de recuperación terciaria propuesto, en principio, incluiría la inyección de polímeros en seis pozos, y el potencial de expandir el proyecto si los resultados del piloto son positivos.

Perforación de delineación, Cerro Morado Este

El enfoque de YPF en el área Chachahuen se relacionó con la perforación de pozos de delineación en Cerro Morado Este. Se perforaron 23 pozos de delineación en total en el ejercicio con resultados alentadores para el desarrollo a gran escala del activo.

El trabajo de evaluación llevado a cabo en los reservorios de Cerro Morado Este hasta la fecha ha demostrado que el bloque tiene un alto potencial para la producción mejorada mediante la inyección de agua. Esta conclusión está respaldada por el análisis del rendimiento de la inyección de agua en yacimientos análogos vecinos, que incluyen Chachahuen Sur.

Además de continuar con la perforación de pozos desarrollo, YPF propuso un proyecto piloto de inyección de agua que incluye tres pozos inyectores. y, en caso de que los resultados del piloto inicial sean positivos, se espera que el operador continúe con la expansión del proyecto de inyección de agua en toda el resto de la concesión.

Potencial para superficie adicional

Actualmente, la concesión Cerro Morado Este abarca una superficie de 45.467 acres. En función de los estudios sísmicos 3D en áreas vecinas, se solicitó a la Provincia una extensión a la concesión de 25.699 acres adicionales.

Corralera – operado, principal

La licencia Corralera tiene un compromiso inicial para la perforación de dos pozos horizontales antes de abril de 2021. Corralera está ubicada en la ventana de gas y condensado para Vaca Muerta en la provincia de Neuquén. Al igual que ocurre en Mata Mora, la sociedad de petróleo de propiedad de la provincia, Gas y Petróleo de Neuquén, es un socio del 10% en el proyecto.

El trabajo realizado en 2019 relacionado con la perforación se centralizó en determinar el diseño del pozo e identificar la mejor zona de asentamiento del pozo. También están en curso trabajos relacionados con el diseño de las terminaciones que se implementarán en los pozos junto con el método para hacerlo.

Los trabajos preliminares para preparar el sitio de perforación están mayormente completos.

Santa Cruz Sur – no operado, no principal

La venta de Santa Cruz Sur refleja el foco de la Compañía en sus activos principales y aportó los ingresos moderados para la reinversión en la actividad principal.

El 13 de noviembre de 2019, la Compañía anunció la finalización de la venta a Echo Energy plc de su 70% de participación no operada en cinco bloques de producción convencional maduros que comprenden los activos de Santa Cruz Sur.

Los activos de Santa Cruz Sur se encuentran en la cuenca Austral al sur de Argentina y su venta está en línea con la estrategia de la Compañía de reenfocar la cartera de Phoenix para centrar los recursos de la Compañía en el desarrollo de su cartera significativa de gas y petróleo no convencional en sus áreas principales de operación en las provincias de Mendoza y Neuquén.

La producción diaria promedio a la fecha de venta fue de aproximadamente 2.500 bpepd, de los cuales alrededor de 1.950 bpepd o el 75% derivó de la producción de gas de valor comparativamente más bajo.

Rio Cullen, Las Violetas – no operado, no principal

El grupo de activos de Rio Cullen/Las Violetas ("RCLV") está en Tierra del Fuego en la parte más austral de Argentina, y la totalidad de su producción deriva de formaciones convencionales.

En febrero de 2017, se perforó el pozo SM.x-1001 como un pozo exploratorio inicial en la formación Tobífera en el yacimiento San Martín y se reportó como el pozo de petróleo más productivo de Argentina en 2019. En el cuarto trimestre de 2019, el pozo produjo con un caudal promedio de 2.025 bpd. En enero de 2020, sin embargo, el porcentaje de agua aumentó rápidamente a más del 50% y se decidió cerrar el pozo. En marzo de 2020, se llevaron a cabo ensayos en el reservorio (Tobífera media y superior) como parte de una evaluación más exhaustiva del pozo y se observó producción de agua en cada zona ensayada, las cuales fueron posteriormente abandonadas. El pozo SM.x-1002 continúa produciendo con buen régimen de la formación Tobífera. Un tercer pozo, SM.x-1003, produce de la misma formación con caudales más bajos luego de haber sido estimulado mediante fracturas hidráulicas a comienzos de 2019 sin lograr un resultado exitoso.

Los ensayos del pozo SM.x-1001, en la sección superior del reservorio (1.871 a 1.876 mbbp, Tobífera) por encima de los punzados que se encontraban en producción mostraron un caudal promedio de 1.576 bpd durante siete días con un corte de agua bajo. El pozo luego se cerró debido al brote de COVID-19 en la terminal chilena ENAP, que es el punto de entrega de exportaciones a la que se transporta por camión, en la actualidad, la producción de RCLV para la venta.

La ruta de evacuación principal para crudo proveniente de RCLV es generalmente por mar usando buques para el transporte de petróleo. Actualmente, esta opción no está disponible porque la boya de carga se encuentra cerrada para realizar trabajos de mantenimiento y reparación. Se espera que la producción y las ventas provenientes del yacimiento San Martín se reanuden en octubre cuando los trabajos de mantenimiento, reparación y pruebas en la boya hayan concluido.

La Compañía ha comenzado a comercializar los activos no principales de RCLV, que ahora están clasificados como mantenidos para la venta.

Malargüe – no operado, no principal

En mayo de 2019, la Provincia de Mendoza ratificó su decisión de negar el segundo permiso de exploración para el área Malargüe, en el que la Compañía participa con base no operada y donde el operador es YPF. Durante el primer período de exploración, se perforó un pozo en el bloque, que se consideró que era un hoyo seco. Se determinó que el bloque, a pesar de ser extenso en términos de superficie global, tiene prospectos para recursos no convencionales solo en un área relativamente pequeña de la licencia general.

INFORME DEL GERENTE DE FINANZAS

Ingresos y margen bruto

Los ingresos para el período fueron de USD 129,4 millones (2018: USD 177,0 millones), que comprenden los ingresos por ventas de petróleo de USD 114,7 millones (2018: USD 154,5 millones) y los ingresos por ventas de gas de USD 14,8 millones (2018: USD 22,5 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 volúmenes de ventas más bajos de un período a otro.

El precio realizado promedio por ventas de petróleo en 2019 fue de USD 47,96/bbl, una disminución del 19% en el precio promedio de USD 59,26/bbl en 2018. Los precios realizados alcanzados por la Compañía están indirectamente vinculados a Brent. El precio de crudo Brent promedio cayó de un período a otro un 10%, de un promedio de USD 71/bbl en 2018 a un promedio de USD 64/bbl en 2019, que impulsó la reducción en los precios realizados argentinos.

La mayor reducción (en comparación con Brent) en el precio realizado derivó de la intervención por parte del gobierno argentino en el mercado petrolero en todo el período. El impuesto de retención a las exportaciones, implementado en septiembre de 2018, derivó en la aplicación de un descuento a los precios de crudo internos en función de una paridad de exportación, y significó un impacto descendiente aproximado de un 10% en los precios en 2019.

Durante el segundo semestre del ejercicio, el gobierno emitió decretos que fijan tanto el precio de referencia Brent para las ventas y el tipo de cambio del dólar estadounidense ("dólar") al peso argentino ("peso"). Esta nueva legislación se implementó luego de que el índice Merval y el tipo de cambio dólar a peso cayeran drásticamente a raíz del anuncio del resultado de las elecciones presidenciales primarias en Argentina en agosto de 2019. La normativa fijó los precios de petróleo crudo y gasolina durante 90 días a un precio de referencia Brent de USD 59/bbl y estableció el tipo de cambio dólar a peso de 45,19, que aumentó a 46,69 y luego 51,2 en etapas de tres fechas. El tipo de cambio dólar a peso final establecido en 51,2 es alrededor de un 14% más bajo que el tipo de cambio al cierre del ejercicio de 59,9.

Todos los contratos de venta de petróleo internos, si bien están basados en dólares, se liquidan en pesos. Por lo tanto, esta legislación ha tenido un impacto directo en los ingresos realizados de la Compañía, aunque la disminución en los ingresos se haya compensado parcialmente por los costos denominados en pesos más bajos.

Las ventas de petróleo diarias promedio en el período fueron de 6.550 bppd en comparación con 7.060 bppd en 2018. La mayor parte de la reducción derivó de la disminución natural no compensada por la producción de pozos nuevos en Puesto Rojas y Chachahuen. En Puesto Rojas, la prioridad de la Compañía en el período fue finalizar la campaña de desarrollo no convencional de folded Agrio, que tuvo cuatro pozos nuevos terminados y cuatro pozos nuevos perforados y terminados durante 2019. La campaña no arrojó cálculos de producción previos a la perforación y se cerraron una cantidad de pozos pendientes de evaluación posterior al cierre del período.

La reducción en los precios de petróleo en Puesto Rojas se compensó, de alguna manera, por la puesta en línea de Mata Mora en el T3 de 2019, que aportó 140.000 bbbls adicionales del volumen ventas operadas al cierre del período.

Los ingresos por gas aumentan principalmente en el segmento no operado y disminuyeron USD 7,7 millones en el ejercicio en comparación con 2018. La reducción se impulsó por una disminución de un 19% en el precio realizado de un promedio de USD 4,10/MMcf en 2018 a un promedio de USD 3,32/MMcf en 2019 y luego se agravó por la venta de Santa Cruz Sur ("SCS") en noviembre. 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 la segunda mitad de 2018, el mercado de gas comenzó a tener un exceso en la oferta, predominantemente provocada 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 realizaron en 2019.

Costos operativos

Los costos operativos aumentaron de un período a otro a USD 18,69/bpe en 2019, en comparación con USD 17,66/bpe en 2018. El aumento fue impulsado por Puesto Rojas, donde los pozos convencionales experimentaron la disminución natural y los nuevos pozos no convencionales en total no rindieron los cálculos previos a la perforación. La caída en las ventas y la producción también implicó que el elemento fijo del costo de producción se distribuyera en volúmenes inferiores, lo que resultó en costos operativos más altos por barril. El costo operativo alcanzado en Mata Mora en producción temprana fue de USD 22,77/bpe, que también contribuyó a que el aumento del costo a causa de USD/bpe realizado sea superior que el promedio de 2018 y 2019. A medida que el bloque Mata Mora se desarrolla aún más, se espera que el costo operativo USD/bpe se reduzca.

Otros costos operativos

Otros costos operativos antes de los cargos por deterioro y excepcionales fueron de USD 38,0 millones, en comparación con USD 55,1 millones en 2018. La reducción en el costo se debió principalmente a las pérdidas por cobertura de riesgos

realizadas en 2018 de USD 7,6 millones (2019: USD cero) y un gasto de pago basado en acciones excepcional de USD 5,5 millones (2019: USD cero).

Se realizó una pérdida no recurrente de USD 56,8 millones en 2019, que comprende una pérdida de USD 29,0 millones sobre la venta de activos no corrientes, una pérdida de USD 20,2 millones sobre la extinción de licencias y un cargo por deterioro de USD 7,6 millones.

La pérdida sobre la venta de activos no corrientes se originó en la venta de SCS a Echo Energy plc en noviembre de 2019. SCS formó parte de la cartera de activos no operados del grupo y la venta fue en fomento de la estrategia del grupo de desligarse de operaciones convencionales no principales. La contraprestación total recibida por la venta fue de USD 8,5 millones, divididos en ingresos en efectivo de USD 7,0 y capital de USD 1,5 millones.

La pérdida sobre la extinción de licencias fue impulsada por la finalización de la concesión de explotación de Chañares Herrados. En mayo de 2019, la Provincia de Mendoza emitió un decreto extinguiendo la concesión, que tenía el socio del negocio conjunto de la Compañía, Chañares Energía S.A., a causa del incumplimiento de los compromisos de trabajo. La Compañía no tiene intenciones de participar en el proceso de nueva 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, y se reconoció una pérdida no de caja de USD 15,8 millones correspondiente. Cabe destacar que no se identificó un nuevo concesionario en 2019. Por lo tanto, la Compañía continuó participando en la concesión durante el ejercicio y los resultados de 12 meses de Chañares Herrados se incluyeron en el margen bruto para el período. El 9 de abril de 2020, la Compañía notificó la extinción del acuerdo de negocio conjunto a Chañares Energía S.A., que surtió efectos inmediatos.

Se registró otra pérdida no de caja de USD 2,4 millones respecto de la concesión Vega Grande en el segmento operado. Esta área no forma parte de las operaciones principales de la Compañía y actualmente no está produciendo. Por tanto, la Dirección Ejecutiva tomó la decisión de no solicitar la prórroga de la licencia. También se registró una pérdida no de caja de USD 2,0 millones respecto de la concesión Malargüe en el segmento no operado, donde la Provincia de Mendoza rechazó la solicitud de un segundo permiso de exploración presentado por el operador, YPF.

Ganancia y costos financieros

Los costos financieros netos fueron inferiores en 2019 a USD 24,7 millones en comparación con USD 26,6 millones en 2018. La disminución en el costo se debió a una reducción de USD 6,2 millones en la pérdida cambiaria neta realizada en el período, compensada por un aumento de USD 5,3 millones en intereses de préstamos. Los cargos por intereses ascendieron debido al aumento en el saldo de préstamo en el ejercicio. Las pérdidas cambiarias aumentaron principalmente en los saldos denominados en pesos que tenía la Compañía. Se experimentó una devaluación considerable del peso en todo el 2018 y 2019. El peso se devaluó un 97% en el 2018, en comparación con un 59% en el 2019, lo que llevó a pérdidas cambiarias más bajas reconocidas en el período actual.

Impuestos

Se reconoció un crédito por impuestos de USD 21,0 millones en 2019, en comparación con un cargo por impuestos de USD 16,8 millones en 2018. El factor principal del crédito por impuestos en el período actual es el beneficio del impuesto diferido de la pérdida antes de los impuestos, principalmente las pérdidas no recurrentes registradas en 2019.

Balance

Al 31 de diciembre de 2019, el grupo contaba con activos netos de USD 222,7 millones, una disminución de USD 113,5 millones en comparación con el 31 de diciembre de 2018.

Los bienes de uso ("PP&E") son USD 42,0 millones más bajos en 2019 comparado con 2018. Esta disminución se originó en la disposición de SCS (USD 37,1 millones) la extinción de la licencia de Chañares Herrados (USD 15,8 millones), los cargos por deterioro de USD 2,5 millones, el paso a pérdida de gastos de exploración de USD 3,6 millones y la depreciación, agotamiento y amortización ("DD&A") de USD 66,1 millones, compensados por USD 100,7 millones de incorporaciones. Las incorporaciones a los bienes de uso se relacionan con la campaña de perforación no convencional en Puesto Rojas, la inversión de perforación en el área Chachahuen y la adquisición de una participación del 4,4% adicional en las concesiones Rio Cullen y Las Violetas.

Se realizó una transferencia de USD 43,3 millones de activos intangibles a PP&E relacionada con los costos de los pozos de desarrollo MMx-1001 y MMx-1002 en Mata Mora luego de su terminación en el período y la posterior determinación de las reservas comerciales.

También se reclasificaron activos de USD 17,6 millones como "activos mantenidos para la venta". La reclasificación se relaciona con determinados activos no principales y no operados donde se obtuvo la aprobación para la venta del Directorio y la Compañía se compromete a un programa activo para la venta de los activos dentro de los próximos 12 meses.

Los activos intangibles disminuyeron USD 14,5 millones en el período, predominantemente como resultado de una transferencia de USD 43,3 millones a los bienes de uso en Mata Mora, un cargo por deterioro de USD 5,1 millones y un paso a pérdida de USD 4,3 millones en relación con los abandonos de licencias en Vega Grande y Malargüe, compensado por USD 39,1 millones de incorporaciones. Las incorporaciones a intangibles en el período se relacionaron predominantemente con el

hecho de que concluyó la perforación y terminación del pozo MMx-1001 y la perforación y terminación del pozo MMx-1002 en Mata Mora.

Capital de Ejercicio

Los activos corrientes comprenden bienes de cambio, créditos comerciales y otras cuentas por cobrar y caja. Los bienes de cambio aumentaron USD 0,9 millones, a USD 18,2 millones al 31 de diciembre de 2019, y los créditos comerciales aumentaron USD 3,8 millones, a USD 39,3 millones al 31 de diciembre de 2019. Los créditos comerciales y otras cuentas por cobrar consisten principalmente en cuentas por cobrar provenientes de la venta de petróleo y gas cuyo valor fluctúa en relación con el momento de los pagos recibidos por facturas al cierre del ejercicio.

El pasivo corriente está compuesto, en su mayoría, por deudas comerciales y otras cuentas a pagar por equipos y servicios. Las deudas comerciales y otras cuentas a pagar disminuyeron USD 9,9 millones, a USD 44,8 millones al 31 de diciembre de 2019. Al 31 de diciembre de 2018, la Compañía ya había comenzado la campaña de terminaciones no convencionales del EC18 en Puestos Rojas, que se completó durante el S1 de 2019 y derivó en cuentas a pagar más altas al cierre del ejercicio de 2018. No había ningún trabajo de perforación o terminación considerable en curso al 31 de diciembre de 2019.

Financiación y liquidez

Al 31 de diciembre de 2019, el grupo contaba con un efectivo disponible de USD 11,0 millones (31 de diciembre de 2018: USD 21,1 millones). Los préstamos totales en el período aumentaron USD 103,3 millones, de USD 200,3 millones al 31 de diciembre de 2018 a USD 303,6 millones al 31 de diciembre de 2019. El aumento derivó principalmente de la disposición de otros USD 96,0 millones de fondos de la línea de crédito rotativa convertible vigente con Mercuria y la capitalización de USD 15,5 millones de intereses devengados. Se canceló la tenencia de préstamos en Argentina de USD 8,0 millones durante el ejercicio.

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 licencias principales de la Compañía y para satisfacer un elemento de costos corporativos generales.

Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía disponía de una línea de crédito total de USD 285,0 millones, con un total de USD 278,0 millones utilizados en virtud de la línea de crédito.

Estado de provisión de fondos y empresa en marcha

Actualmente, la Compañía ha cerrado la producción de petróleo crudo de sus licencias operadas debido a la reducción significativa en la demanda. La Compañía desarrolló un plan y lo está implementando progresivamente que abarca una reducción significativa en los costos operativos y administrativos. Las medidas de reducción de costos que se están tomando implican que la Compañía estará en una posición considerablemente mejor para producir petróleo con precios de petróleo más bajos en términos económicos y con una contribución positiva al flujo de caja cuando se reanude la producción. La Compañía entonces se centrará en el desarrollo continuo de sus activos no convencionales.

Nuestro accionista principal, Mercuria, respalda el plan de reducción de costos y concedió líneas de crédito a corto plazo para facilitar su implementación y ejecución. Mercuria ha comunicado por escrito a la Compañía su intención de continuar brindándole respaldo financiero de un máximo de USD 37 millones para que la Compañía pueda seguir operando y cumpliendo sus obligaciones a medida que venzan en los próximos 12 meses, mientras que evalúa el momento de los planes de trabajo y los compromisos de capital. Mercuria, aceptó satisfacer las necesidades de efectivo de la Compañía durante este período y no exigir el reembolso del préstamo existente dentro de los próximos 12 meses mientras debate con la Compañía la reestructuración del acuerdo de préstamo existente. La carta, que no es legalmente vinculante por naturaleza, representa una carta de intención que manifiesta la intención actual de Mercuria de continuar brindando respaldo.

Los directores consideran que podrán llegar a un acuerdo respecto de la reestructuración de la deuda existente con Mercuria y formalizar un convenio para una nueva financiación, y que el grupo y la Compañía puedan continuar como una empresa en marcha en el futuro inmediato. La aplicación del principio de empresa en marcha de la preparación de los estados contables incluidos en esta memoria anual se basa en la carta de Mercuria y los debates continuos con los directores de Mercuria. En consecuencia, los directores siguen adoptando el principio de empresa en marcha para la contabilidad al momento de preparar los estados contables de 2019. Sin embargo, los Directores reconocen que si el respaldo financiero de Mercuria durante los próximos 12 meses no estuviera disponible y la Compañía no pudiera reestructurar el acuerdo de préstamo existente de Mercuria u obtener financiación de fuentes alternativas, se originaría una incertidumbre sustancial que podría poner en duda la capacidad del grupo y de la Compañía de continuar como empresa en marcha.

Dividendos

Dados los objetivos de gran crecimiento de la Compañía, los Directores no recomiendan el pago de dividendos.

Perspectiva y COVID-19

La aparición de la COVID-19 como una pandemia global ha tenido un importante impacto sobre las operaciones de la Compañía. Esto resultó principalmente de la considerable reducción en la demanda de petróleo, que ha provocado una caída en los precios de petróleo crudo a una baja histórica de precios. Dentro de Argentina, el exceso en la oferta de crudo en el mercado derivó en que YPF, la compañía de energía argentina de control estatal, notifique a sus clientes que suspenderá la compra de petróleo hasta nuevo aviso. Esto provocó que las refinerías a las que la Compañía vende su petróleo dejen de aceptar entregas y, como resultado, la dirección ejecutiva tomó la decisión de cerrar la mayor parte de las operaciones hasta que se reduzca el impacto de la pandemia sobre la economía y se levanten las restricciones globales actuales.

Para manejar esta situación cambiante en el corto plazo, la Compañía ha reducido sustancialmente sus programas de inversión de capital para 2020. La Compañía también evaluó su base de costos en detalle, apuntando a una reducción significativa en los costos operativos, generales y administrativos que se implementará en lo que resta de 2020. Asimismo, está analizando, junto con Mercuria, la renegociación de los términos de la línea de crédito rotativa convertible.

Si bien el impacto a corto plazo sobre la Compañía será notable, creemos que cuando el índice de infección por COVID-19 se lentifique y se controle la pandemia, la economía mundial comenzará a avanzar nuevamente y se revertirá el exceso de oferta en los mercados de petróleo.

Confiamos en que con las medidas de costos que ponemos en práctica en la actualidad, Phoenix se posicionará para continuar operando y desarrollando nuestras licencias en Vaca Muerta en el mediano y largo plazo.

KEVIN DENNEHY

GERENTE DE FINANZAS

26 de junio de 2020

**ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO
PARA EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019**

	Nota	2019 USD'000	2018 USD'000
Ingresos	3	129.417	176.972
Costo de las ventas		(144.813)	(155.638)
(Pérdida)/Ganancia bruta		(15.396)	21.334
Gastos por ventas y distribución		(5.230)	(5.758)
Gastos de exploración		(4.240)	(9.359)
Pérdida sobre la extinción de licencias y otros cargos por deterioro		(27.753)	–
Pérdida sobre la venta de activo no corriente		(28.971)	(1.125)
Gastos administrativos		(27.144)	(24.561)
Otros gastos operativos		(1.417)	(15.443)
Pérdida Operativa		(110.151)	(34.912)
Presentado como:			
Pérdida Operativa		(110.151)	(34.912)
Deducción:			
Depreciación, agotamiento y amortización		66.057	64.726
Costos de exploración dados de baja		4.240	9.359
EBITDAX		(39.854)	39.173
Gastos no recurrentes		56.724	–
EBITDAX Ajustado		16.870	39.173
Ingresos financieros		1.577	4.098
Costos financieros		(26.247)	(30.702)
Pérdida antes de los impuestos		(134.821)	(61.516)
Impuestos		21.011	(16.797)
Pérdida para el ejercicio		(113.810)	(78.313)
Pérdida por acción ordinaria		USD	USD
Pérdida básica y diluida por acción	7	(0.04)	(0.03)

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

**ESTADO DE RESULTADO INTEGRAL CONSOLIDADO
PARA EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019**

	2019	2018
	USD'000	USD'000
Pérdida para el ejercicio	(113.810)	(78.313)
Diferencias Cambiarias	-	(361)
Total pérdida integral para el ejercicio	(113.810)	(78.674)

Las cuentas antedichas no se reclasificarán, en lo sucesivo, como pérdida y ganancia. No existen pérdidas por deterioro sobre los activos revalorados reconocidos directamente en el capital.

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

**ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL CONSOLIDADO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019**

	Nota	2019	2018
		USD'000	USD'000
Activo no corriente			
Bienes de uso	4	324.249	366.191
Activo intangible y valor llave	5	246.540	261.010
Otras cuentas por cobrar		4.744	5.085
Activo por impuesto diferido		18.534	9.001
Total activo no corriente		594.067	641.287
Activo corriente			
Activos mantenidos para la venta		18.208	-
Bienes de cambio		18.202	17.279
Créditos comerciales y otras cuentas por cobrar		34.527	30.407
Caja y equivalentes de caja		11.002	21.085
Total activo corriente		81.939	68.771
Total Activos		676.006	710.058
Pasivo no corriente			
Deudas comerciales y otras cuentas a pagar		5.370	3.256
Préstamos	6	146.751	135.919
Pasivo por impuesto diferido		87.636	99.374
Provisiones		15.784	16.236
Total Pasivo no corriente		255.541	254.785
Pasivo corriente			
Pasivo mantenido para la venta		447	-
Deudas comerciales y otras cuentas a pagar		39.446	51.410
Pasivo por impuesto a la renta		870	1.595
Préstamos	6	156.865	64.365
Provisiones		120	1.733

Total Pasivo corriente	197.748	119.103
Total pasivo	453.289	373.888
Activo neto	222.717	336.170

Capital

Capital social y prima de emisión	456.734	457.198
Otras reservas	(112.150)	(112.150)
Déficit no asignado	(121.867)	(8.878)
Total patrimonio neto	222.717	336.170

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

ESTADO DE EVOLUCIÓN DEL PATRIMONIO NETO CONSOLIDADO PARA EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019

Capital y reservas	Capital accionario exigido USD'000	Prima de emisión USD'000	Acciones de participación propia USD'000	(Déficit)/ 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 ejercicio	–	–	–	(78.313)	–	(78.313)	
Otra pérdida integral	–	–	–	–	(361)	(361)	
Total pérdida integral para el ejercicio	–	–	–	(78.313)	(361)	(78.674)	
Valor razonable de pagos basados en acciones	–	–	–	305	–	305	
Emisión de Acciones Ordinarias	7.271	20.050	–	–	4.510	31.831	
Valor razonable de warrants	–	–	–	234	–	234	
Conversión de deuda a capital	27.027	72.973	–	–	–	100.000	
Al 31 de diciembre de 2018	364.175	93.023	–	(8.878)	(112.150)	336.170	
Pérdida para el ejercicio	–	–	–	(113.810)	–	(113.810)	
Otro resultado integral	–	–	–	–	–	–	
Total pérdida integral para el ejercicio	–	–	–	(113.810)	–	(113.810)	
Compra de acciones propias	–	–	(572)	–	–	(572)	
Emisión de opciones de acciones de empleados	–	–	108	(126)	–	(18)	
Liquidación de caja de opciones de acciones de empleados	–	–	–	(154)	–	(154)	
Valor razonable de pagos basados en acciones	–	–	–	971	–	971	
Valor razonable de warrants	–	–	–	130	–	130	
Al 31 de diciembre de 2019	364.175	93.023	(464)	(121.867)	(112.150)	222.717	
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)
Diferencias Cambiarias				–	–	(361)	(361)
Emisión de Acciones Ordinarias				4.510	–	–	4.510

Al 31 de diciembre de 2018	(112.000)	2.105	(2.255)	(112.150)
Al 31 de diciembre 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 FLUJO DE CAJA CONSOLIDADO PARA EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019

	Nota	2019 USD'000	2018 USD'000
Flujo de caja generado por actividades operativas			
Caja (usada en)/ generada de operaciones		(16.280)	21.014
Impuestos a la renta pagados		(144)	(842)
(Salidas)/ Entradas de caja netas generadas por actividades operativas		(16.424)	20.172
Flujo de caja derivado de actividades de inversión			
Pagos por bienes de uso		(46.375)	(80.531)
Pagos por intangibles		(38.852)	(43.188)
Fondos originados en la venta de activo no corriente		7.563	39
Recuperación de caja de disponibilidad restringida		-	377
Salidas de caja netas derivadas de actividades de inversión		(77.664)	(123.303)
Flujo de caja derivado de actividades financieras			
Fondos originados en emisión de acciones y otros instrumentos de patrimonio		-	4.925
Fondos originados en préstamos		96.000	116.210
Cancelación de préstamos		(8.000)	(7.556)
Intereses pagados		(1.548)	(8.852)
Pagos de arrendamientos principales		(1.419)	-
Entrada de caja neta generada por actividades de financiación		85.033	104.727
(Disminución) / aumento neto en caja y equivalentes de caja		(9,055)	1,596
Caja y equivalentes de caja al inicio del ejercicio contable		21,085	23,696
Efectos del tipo de cambio sobre caja y equivalentes de caja		(1,028)	(4,207)
Caja y equivalentes de caja al cierre del ejercicio		11,002	21,085

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

1. INFORMACIÓN GENERAL

La información contable expuesta en este anuncio no comprende los estados contables obligatorios del grupo para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2019 o el 31 de diciembre de 2018.

La información contable se extrajo de los estados contables auditados obligatorios de la Compañía para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, aprobados por el Directorio el 26 de junio de 2020. Los auditores emitieron un reporte respecto de estos estados contables. El reporte se emitió sin reservas y no incluyó una declaración en virtud del Artículo 498(2) o 498(3) de la Ley de Sociedades de 2006 del Reino Unido.

La Compañía confeccionó sus estados contables obligatorios del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, según fueran adoptadas por la Unión Europea, y de conformidad con las políticas contables del grupo, en línea con las expuestas en los estados contables obligatorios de 2018.

Los estados contables para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 se entregaron al Registro de Sociedades. Los estados contables para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 se entregarán al Registro de Sociedades en su debido momento.

2. FUNDAMENTOS DE LA CONFECCIÓN

Los estados contables consolidados han sido confeccionados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera tal como fueran adoptadas por la Unión Europea, las interpretaciones asociadas emitidas por el Comité de Interpretaciones de NIIF (en su conjunto 'NIIF') y la Ley de Sociedades de 2006 del Reino Unido.

En marcha

El grupo principalmente genera efectivo de sus operaciones de producción de gas y petróleo convencional existentes. Sin embargo, se formó con la intención expresa de asumir un programa de exploración, evaluación y desarrollo significativo focalizado en los activos de gas y petróleo no convencional del grupo en Argentina, incluida la formación Vaca Muerta. Hasta la fecha, la financiación requerida para respaldar las actividades del grupo ha sido provista por Mercuria Energy Group.

La Compañía, en la actualidad, enfrenta varios desafíos. A nivel macro, enfrenta la incertidumbre económica en Argentina luego de un cambio de gobierno en diciembre de 2019 y como resultado de las negociaciones continuas del gobierno de reestructurar la deuda del país. Esta incertidumbre política y económica se agravó por el impacto de la COVID-19 y el colapso mundial en la demanda de petróleo que provocó que los precios del petróleo se derrumbaran en el primer semestre de 2020.

Como resultado de la caída de la demanda de petróleo y el colapso en los precios de petróleo, la Compañía ha cerrado la producción de petróleo crudo de sus licencias operadas. La Compañía desarrolló un plan y lo está implementando progresivamente que abarca una reducción significativa en los costos operativos y administrativos. Las medidas de reducción de costos que se están tomando implican que la Compañía estará en una posición considerablemente mejor para producir petróleo con precios de petróleo más bajos en términos económicos y con una contribución positiva al flujo de caja cuando se reanude la producción. La Compañía entonces se centrará en el desarrollo continuo de sus activos no convencionales.

Nuestro accionista principal, Mercuria, respalda el plan de reducción de costos y concedió líneas de crédito a corto plazo para facilitar su implementación y ejecución. Mercuria ha comunicado por escrito a la Compañía su intención de continuar brindándole respaldo financiero de un máximo de USD 37 millones para que la Compañía pueda seguir operando y cumpliendo sus pasivos a medida que venzan en los próximos 12 meses, mientras que evalúa el momento de los planes de trabajo y los compromisos de capital. Asimismo, aceptó satisfacer las necesidades de efectivo de la Compañía durante este período y no exigir el reembolso del préstamo existente dentro de los próximos 12 meses mientras debate con la Compañía la reestructuración del acuerdo de préstamo existente. La carta, que no es legalmente vinculante por naturaleza, representa una carta de intención que manifiesta la intención actual de Mercuria de continuar brindando respaldo.

Los directores consideran que podrán llegar a un acuerdo respecto de la reestructuración de la deuda existente con Mercuria y formalizar un convenio para una nueva financiación, y que el grupo y la Compañía puedan continuar como una empresa en marcha en el futuro inmediato. La aplicación del principio de empresa en marcha de la preparación de los estados contables incluidos en esta memoria anual se basa en la carta de Mercuria y los debates continuos con los directores de Mercuria. En consecuencia, los directores siguen adoptando el principio de empresa en marcha para la contabilidad al momento de preparar los estados contables de 2019. Sin embargo, los Directores reconocen que si el respaldo financiero de Mercuria durante los próximos 12 meses no estuviera disponible y la Compañía no pudiera reestructurar el acuerdo de préstamo existente de Mercuria u obtener financiación de fuentes alternativas, se originaría una incertidumbre sustancial que podría poner en duda la capacidad del grupo y de la Compañía de continuar como empresa en marcha.

Los estados contables no incluyen ningún ajuste que sería necesario si el grupo y la Compañía no pudieran continuar como negocio en marcha.

3. 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, sea el responsable principal 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 divide entre aquellos activos operados por el grupo y aquéllos no operados por el grupo.

La estrategia del grupo se centra en el desarrollo de sus activos no convencionales operados en Vaca Muerta y otras oportunidades no convencionales en Argentina, mientras que optimiza sus activos de producción convencional operados. El grupo también participa en acuerdos conjuntos en calidad de socio no operador*. El grupo identifica sus activos no operados que están focalizados en la explotación y desarrollo de Vaca Muerta como núcleo de sus operaciones, y aquéllos focalizados en la explotación de recursos de gas y petróleo convencional como no principales. Por lo tanto, se determinó que los activos operados y no operados del grupo representan los segmentos susceptibles de información de la empresa. EL tercer segmento "corporativo" se relaciona principalmente con costos administrativos, costos de financiación e impuestos incurridos en la administración de la empresa, que no son directamente atribuibles a uno de los segmentos identificados.

En 2019, el grupo redefinió sus segmentos para reflejar de mejor manera cómo el equipo de dirección ejecutiva recibe y analiza la información acerca de la empresa. Como tal, las comparativas de 2018 se han reformulado en el período para que coincidan con la definición actualizada.

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

2019	Operado USD'000	No operado USD'000	Corporativo USD'000	Total USD'000
Ingresos	49.355	80.062	–	129.417
Pérdida para el ejercicio	(32.952)	(50.611)	(30.247)	(113.810)
Más: Depreciación, agotamiento y amortización	32.470	31.954	1.633	66.057
Más: Costos de exploración dados de baja	3.665	575	–	4.240
Menos: Ingresos financieros	–	–	(1.577)	(1.577)
Más: costos financieros	381	465	25.401	26.247
Menos: Impuestos	–	–	(21.011)	(21.011)
EBITDAX	3.564	(17.617)	(25.801)	(39.854)
Ingresos por petróleo	49.341	65.311	–	114.652
Bbls vendidos	1.050.157	1.340.561	–	2.390.718
Precio realizado (USD/bbl)	46,98	48,72	–	47,96
Ingresos por gas	14	14.751	–	14.765
MMcf vendidos	5,43	4.448,47	–	4.453,90
Precio realizado (USD/MMcf)	2,58	3,32	–	3,32
Inversión de capital				
Bienes de uso	34.630	19.015	3.774	57.419
Activo intangible de exploración y evaluación	36.915	2.139	–	39.054
Total inversión en capital	71.545	21.154	3.774	96.473

Los costos de exploración incurridos en el segmento operado incluyen USD 3,4 millones relacionados con el paso a pérdida de un pozo de exploración no exitoso en la concesión Atamisqui, que se tuvo anteriormente como suspendido. Los costos de exploración en el segmento no operado incluyen USD 0,4 millones relacionados con el trabajo geológico o geofísico en la concesión Chachahuen que no están asociados a un prospecto específico y es de naturaleza general.

2018	Operado (reformulado)	No operado (reformulado)	Corporativo (reformulado)	Total (reformulado)
------	--------------------------	-----------------------------	------------------------------	------------------------

	USD'000	USD'000	USD'000	USD'000
Ingresos	64.806	112.166	–	176.972
Ganancias/(Pérdidas) para el ejercicio	910	3.282	(82.505)	(78.313)
Más: Depreciación, agotamiento y amortización	24.445	39.547	734	64.726
Más: Costos de exploración dados de baja	5.607	3.752	–	9.359
Menos: Ingresos financieros	–	–	(4.098)	(4.098)
Más: costos financieros	452	408	29.842	30.702
Más: impuestos	–	–	16.797	16.797
EBITDAX	31.414	46.989	(39.230)	39.173
Ingresos por petróleo	64.785	89.690	–	154.475
Bbls vendidos	1.099.618	1.507.137	–	2.606.755
Precio realizado (USD/bbl)	58,92	59,51	–	59,26
Ingresos por gas	21	22.476	–	22.497
MMcf vendidos	5,36	5.488,19	–	5.494
Precio realizado (USD/MMcf)	3,92	4,10	–	4,10
Inversión de capital				
Bienes de uso	54.288	26.286	918	81.492
Activo intangible de exploración y evaluación	57.224	344	–	57.568
Total inversión en capital	111.512	26.630	918	139.060

Los costos de exploración incurridos en el segmento operado incluyen USD 4,8 millones relacionados con el paso a pérdida de un pozo de exploración no exitoso en la concesión Laguna el Loro. El pozo satisfizo los compromisos asociados con la licencia que se ha abandonado. Los costos de exploración restantes que ascienden a USD 0,8 millones en el segmento operado se relacionaron con el trabajo geológico o geofísico no asociado a un prospecto o área específica y fue de naturaleza general.

Los costos de exploración incurridos en el segmento no operado de USD 3,4 millones se relacionaron con la participación de la Compañía en los costos vinculados al pozo Orkeke no exitoso perforado por el socio de la Compañía, ROCH S.A.

No hay ingresos entre segmentos en ninguno de los períodos presentados. La mayoría significativa de las ventas de petróleo y gas se realizan a la sociedad de petróleo de propiedad estatal de Argentina, YPF.

4. BIENES DE USO

Bienes de uso	Otros activos fijo USD'000	Activos de desarrollo y producción USD'000	Activos en construcción USD'000	Total USD'000
Al 1 de enero de 2019				
Costo	9.431	694.747	6.070	710.248
Depreciación y deterioro acumulado	(5.680)	(338.377)	–	(344.057)
Monto contable neto	3.751	356.370	6.070	366.191
Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019				
Monto contable neto inicial	3.751	356.370	6.070	366.191
Incorporaciones	3.990	18.078	35.351	57.419

Transferencias	-	34.131	(34.131)	-
Traslado de activos intangibles	-	43.287	-	43.287
Traslado a activos mantenidos para la venta - costo	(349)	(67.233)	-	(67.582)
Disposición de activos - costo	-	(126.950)	-	(126.950)
Extinción de licencias - costo	-	(53.334)	-	(53.334)
Costos de exploración dados de baja	-	(3.626)	-	(3.626)
Cargo por depreciación	(1.788)	(64.269)	-	(66.057)
Cargo por deterioro	-	(2.500)	-	(2.500)
Traslados a activos mantenidos para la venta - DD&A acumulado	309	49.682	-	49.991
Disposición de activo - DD&A acumulado	-	89.922	-	89.922
Extinción de licencias - DD&A acumulado	-	37.488	-	37.488
Monto contable neto al cierre	5.913	311.046	7.290	324.249
Al 31 de diciembre de 2019				
Costo	13.072	539.100	7.290	559.462
Depreciación y deterioro acumulado	(7.159)	(228.054)	-	(235.213)
Monto contable neto	5.913	311.046	7.290	324.249

Incorporaciones

Se capitalizó una suma de USD 0,9 millones a otros activos fijos 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.

En agosto de 2019, la Compañía celebró un nuevo contrato de arrendamiento financiero para la provisión de generadores de energía en la concesión Puesto Rojas. Se capitalizó un importe de USD 5,9 millones como activo de derecho a uso a activos en construcción al momento del inicio del arrendamiento. El activo de derecho a uso se trasladará a activos de desarrollo y producción y se depreciará luego de la terminación del activo en 2020. Remítase a la nota 25 para consultar más detalles acerca de los activos arrendados de la Compañía.

Las incorporaciones a los bienes de uso en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 incluyen USD 0,3 millones de intereses capitalizados respecto de activos calificados (2018: USD 0,7 millones). El importe total de intereses capitalizados en bienes de uso al 31 de diciembre de 2019 es de USD 3,1 millones (2018: USD 2,8 millones).

Costos de exploración

Los costos de exploración dados de baja en 2019 incluyen USD 3,4 millones relacionados con el paso a pérdida de un pozo de exploración no exitoso en el segmento operado, que anteriormente se tenía como suspendido.

Extinción de licencias

En mayo de 2019, la Provincia de Mendoza emitió un decreto extinguiendo la concesión del bloque Chañares Herrados que tenía el socio del negocio conjunto de la Compañía, Chañares Energía S.A., como resultado de su incumplimiento de los compromisos de trabajo. El decreto entró en vigencia inmediatamente y la Compañía no tiene intención de participar en un nuevo proceso de licitación. En consecuencia, el valor contable del activo se dio de baja al 31 de diciembre de 2019, lo que provoca una pérdida de USD 15,8 millones que deberá realizarse en el segmento no operado.

Disposiciones

En noviembre de 2019, la Compañía vendió su participación efectiva en la explotación del 70% en las licencias de Santa Cruz Sur ("SCS") a Echo Energy plc ("Echo"). SCS forma parte de la cartera de activos no operados del grupo, en la que la producción de petróleo convencional la opera ROCH S.A. Al momento de la venta, se pasó a pérdida el activo no corriente neto relacionado con SCS de USD 34,2 millones a la ganancia/pérdida en el cálculo de venta. En la nota 15 se describen los detalles de la transacción de venta.

Activos mantenidos para la venta

Los activos mantenidos para la venta se relacionan con determinados activos de producción y desarrollo no principales en el segmento no operado con un valor contable neto de USD 17,6 millones y la tenencia de activos de exploración y evaluación dentro de los activos intangibles con un valor contable neto de USD 0,6 millones (véase la nota 14). Se informó un importe adicional de USD 0,4 millones como mantenidos para la venta en el pasivo corriente, vinculado con la provisión por ARO [Obligación de Retiro de Activos, por sus siglas en inglés] asociada con estos activos. Se ha otorgado la aprobación del Directorio para la venta de estos activos y la Compañía se comprometió en un programa activo para la venta de los activos dentro de los 12 meses de la fecha de informe.

Bienes de uso	Otros activos fijos 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	608.015	18.241	633.576
Depreciación y deterioro acumulado	(4.608)	(274.723)	–	(279.331)
Monto contable neto	2.712	333.292	18.241	354.245

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018

Monto contable neto inicial	2.712	333.292	18.241	354.245
Incorporaciones	2.111	–	79.381	81.492
Transferencias	–	91.552	(91.552)	–
Traslado a activos intangibles	–	(1.413)	–	(1.413)
Costos de exploración dados de baja	–	(3.407)	–	(3.407)
Cargo por depreciación	(1.072)	(63.654)	–	(64.726)
Monto contable neto al cierre	3.751	356.370	6.070	366.191

Al 31 de diciembre de 2018

Costo	9.431	694.747	6.070	710.248
Depreciación y deterioro acumulado	(5.680)	(338.377)	–	(344.057)
Monto contable neto	3.751	356.370	6.070	366.191

Costos de exploración

Los costos de exploración pasados a pérdida en 2018 de USD 3,4 millones incluyen la participación de la Compañía de los costos vinculados al pozo Orkeke no exitoso perforado por el socio de la Compañía, ROCH S.A., en el segmento no operado en 2018.

Deterioro

La Compañía define los indicadores clave de deterioro en relación con sus activos de gas y petróleo dentro de sus políticas contables. Cuando se identifica un desencadenante de deterioro durante un período, la Compañía completa un análisis de deterioro de la UGE asociada.

La Compañía también evaluó sus participaciones en licencias en cuanto al deterioro potencial cada año mediante la comparación del valor contable de cada activo a su valor NPV10 respectivo, evaluado de manera independiente por ingenieros de reservorio externos usando los lineamientos del Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos. El valor NPV10 se calcula en función de un modelo de flujo de caja descontado usando una tasa de descuento del 10%.

El cálculo incluye varias presunciones clave, que comprenden precios de gas y petróleo y estimaciones de reservas, definidos por la Compañía como indicadores clave de deterioro dentro de sus políticas contables. Cuando el valor NPV10 es inferior al valor contable de un activo, se realiza una prueba de deterioro.

Los activos se prueban por deterioro mediante el cálculo de su "valor en uso" utilizando un modelo de flujo de efectivo descontado o su valor razonable menos el costo de disposición, lo que se determine sea mayor. La prueba de deterioro usa varias presunciones pero es más susceptible de presunciones relacionadas con los precios de gas y petróleo, la tasa de descuento y los volúmenes de producción.

La evaluación del desencadenante de deterioro NPV10 demostró que la concesión Atamisqui estaba potencialmente deteriorada. Se realizó una prueba de deterioro usando un modelo de flujo de caja descontado y se determinó que era necesario un cargo por deterioro de USD 2,5 millones al 31 de diciembre de 2019. El cargo por deterioro refleja la naturaleza madura del activo y el contexto de precios de petróleo más bajos observado hacia finales de 2019.

En el ejercicio anterior, se identificó un deterioro potencial en la concesión La Brea. Sin embargo, luego de finalizar el análisis de deterioro, no se consideró necesario ningún cargo por deterioro. Durante 2019, se identificó que la concesión La Brea compartirá un único punto de extracción para producción con Puesto Rojas y, por tanto, se incluyó en la misma UGE que Puesto Rojas en 2019. La evaluación del desencadenante de deterioro NPV10 realizada para esta UGE durante 2019 no indicó ningún deterioro potencial.

Consideraciones posteriores al cierre del ejercicio

Durante 2020, el precio de referencia de crudo Brent cayó drásticamente, más que nada debido a una reducción significativa en la demanda de petróleo causada por la pandemia de la COVID-19 y las consecuentes restricciones económicas y de movilidad implementadas. El precio Brent se recuperó de alguna manera durante mayo y junio de 2020, aunque la fijación de precios actual permanece significativamente más baja que el precio Brent promedio de todo el año 2019 de USD 64,30/bbl.

Al realizar la evaluación por posibles condiciones de deterioro al 31 de diciembre de 2019, tomamos en cuenta, entre otros factores, los cálculos de NPV10 2P de 2019 de Gaffney, Cline y Asociados como parte de su evaluación independiente de reservas y recursos al 31 de diciembre de 2019. Se tomaron los valores NPV10 2P como representantes para el valor razonable y se compararon con el valor contable de los activos de gas y petróleo de la Compañía sobre la base de UGE por UGE. Un déficit de NPV10 comparado con el valor contable podría ser un indicador de deterioro. Estos cálculos se basaron en un precio de referencia Brent de USD 65,00/bbl con una acreencia del 1,5% con el paso del tiempo.

Debido al contexto actual de precios de petróleo más bajos derivados de la situación de COVID-19, la Compañía ha realizado otros cálculos NPV10 2P de 2019 y ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad basado en un cambio en el precio de petróleo, si bien mantiene la congruencia de otras entradas en el modelo. Cuando se realiza un análisis de deterioro formal, hay muchas otras variables a tener en cuenta en estos cálculos. Por lo tanto, el resultado del análisis de sensibilidad no indica necesariamente un deterioro potencial en la misma cantidad.

En mayo de 2020, el gobierno argentino emitió un decreto que establece un precio Medanita realizado fijo de USD 45,00/bbl. Esta fijación de precios permanecerá vigente en el mercado interno argentino hasta que el precio de referencia de crudo Brent mantenga un precio de USD 45,00/bbl o superior durante 10 días consecutivos. Por lo tanto, la Compañía llevó a cabo un análisis de sensibilidad para evaluar el impacto potencial sobre valores contables de activos si se aplicara un precio fijo (es decir, sin cambios) a largo plazo de USD 45,00/bbl en los cálculos de NPV10 de 2019. Si se aplica la presunción de precio fijo revisada, le da un valor de NPV10 2P que es aproximadamente USD 300 millones más bajo que la medida similar incluida en la evaluación independiente de reservas y recursos al 31 de diciembre de 2019.

Sin perjuicio de ello, debe advertirse que el análisis de sensibilidad llevado a cabo es un ejercicio matemático y se centra únicamente en un cambio en el precio y, por ejemplo, no contempla las reducciones de costo potenciales, las eficiencias o los aplazamientos que se podrían obtener. Además, la curva a plazo a mediano y largo plazo para la fijación de precios Brent muestra precios futuros considerablemente superiores a los USD 45/bbl usados en el análisis de sensibilidad. Por ende, los resultados del análisis no deben tomarse como indicadores de deterioro potencial real de un monto equivalente.

La Compañía realizará una evaluación de deterioro completa al 30 de junio de 2020, como parte de la confección de sus resultados semestrales.

5. 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 evaluación situados en Argentina. Los activos de exploración y evaluación consisten tanto de propiedades de petróleo y gas convencionales como no convencionales.

Activos intangibles	Fondo de comercio 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
Cargos por amortización y deterioro acumulados	(224.169)	-	(224.169)
Monto contable neto	35.838	225.172	261.010

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019

Monto contable neto inicial	35.838	225.172	261.010
Incorporaciones	–	39.054	39.054
Traslados de bienes de uso	–	(43.287)	(43.287)
Traslados a activos mantenidos para la venta	–	(616)	(616)
Costos de exploración dados de baja	–	(230)	(230)
Cargo por deterioro	–	(5.057)	(5.057)
Disposición de activos - costo	–	(4.334)	(4.334)
Monto contabilizado neto al cierre	35.838	210.702	246.540

Al 31 de diciembre de 2019

Costo	260.007	215.759	475.766
Cargos por amortización y deterioro acumulados	(224.169)	(5.057)	(229.226)
Monto contable neto	35.838	210.702	246.540

Incorporaciones

Las incorporaciones a activos intangibles durante el período se relacionan predominantemente con el hecho de que se completó la perforación del pozo MMx-1001, la perforación del pozo MMx-1002, el posterior *flowback* y otras pruebas y los trabajos de terminación en Mata Mora. Las incorporaciones también incluyeron los costos asociados con garantizar la participación del grupo en la concesión Corralera Noroeste.

Los costos asociados con los pozos MMx-1001 y MMx-1002 se trasladaron a activos de desarrollo y producción dentro de los bienes de uso al momento de finalizar el *flowback* y determinar las reservas comerciales. Los costos de exploración y evaluación restantes asociados con la licencia Mata Mora se tendrán como intangibles hasta que se desarrolle comercialmente el área de la licencia.

Disposiciones

Se reconoció una pérdida de USD 2,3 millones sobre el abandono respecto de la concesión Vega Grande en el segmento operado. El área de licencia no forma parte de las operaciones principales de la Compañía y no se encuentra produciendo en la actualidad. Por lo tanto, la dirección ejecutiva tomó la decisión de no solicitar la prórroga de la concesión cuando deba renovarse durante el período.

Se reconoció otra pérdida de USD 2,0 millones sobre el abandono respecto de la concesión Malargüe en el segmento no operado. En mayo de 2019, la Provincia de Mendoza ratificó su decisión de rechazar la solicitud de un segundo permiso de exploración para el área con el operador actual YPF. La Compañía luego apeló la decisión e hizo una solicitud paralela de un permiso de exploración, por el que la Compañía asumiría el derecho de operación sobre la licencia. En el T4 de 2019, también se rechazó esta solicitud, por lo que luego la dirección ejecutiva optó por dar de baja el activo.

Deterioro

El cargo por deterioro de USD 5,1 millones registrado en el período se relacionó con determinadas licencias tenidas en el balance a la fecha de la combinación de negocios en 2017, que posteriormente se abandonaron.

Activos intangibles	Fondo de comercio 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
Cargos por amortización y deterioro acumulados	(224.169)	–	(224.169)
Monto contable neto	35.838	171.393	207.231

Ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018

Monto contable neto inicial	35.838	171.393	207.231
-----------------------------	--------	---------	---------

Incorporaciones	–	57.568	57.568
Traslados de bienes de uso	–	1.413	1.413
Costos de exploración dados de baja	–	(5.202)	(5.202)
Monto contable neto al cierre	35.838	225.172	261.010

Al 31 de diciembre de 2018

Costo	260.007	225.172	485.179
Cargos por amortización y deterioro acumulados	(224.169)	–	(224.169)
Monto contable neto	35.838	225.172	261.010

Incorporaciones

Las incorporaciones a activos intangibles durante 2018 se relacionó con los montos pagados para asegurar superficie adicional con exposición no convencional como parte de rondas de licitación abierta que tuvieron lugar tanto en la provincia de Neuquén como en la provincia de Mendoza. Las incorporaciones en 2018 también incluyeron 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%.

Costos de exploración

Los costos de exploración pasados a pérdida en 2018 incluyeron USD 4,8 millones relacionados con el paso a pérdida de un pozo de exploración no exitoso en la concesión Laguna el Loro. El pozo satisfizo los compromisos asociados con la licencia que se ha abandonado.

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 tangibles fijos donde se confirman reservas viables comercialmente. Donde 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 6. A continuación, se detalla un resumen a nivel de segmento de la asignación del valor llave.

Al momento de la adquisición	Operado USD'000	No operado USD'000	Corporativo USD'000	Total USD'000
Chachahuen y Cerro Morado Este	–	15.223	–	15.223
Corralera	16.780	–	–	16.780
Mata Mora	3.835	–	–	3.835
Total Valor llave	20.615	15.223	–	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 del 10 de agosto de 2017. El valor llave de USD 224,2 millones que se relacionó con el excedente de la contraprestación de la compra pagado sobre el valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos a la fecha de la adquisición se deterioró por completo al momento de finalizar la combinación de negocios en 2017.

El valor contable del valor llave se ha evaluado por deterioro al cierre del período. La tasa de descuento utilizada en la evaluación del valor contable fue el costo de capital promedio ponderado calculado del grupo del 12,0% (2018: 14,0%). Los precios utilizados en la evaluación fueron el pronóstico de la Administración de Información Energética [*Energy Information Administration*] de precios de crudo Brent sobre un precio de USD 65,00/bbl con una acreencia del 1,5% con el paso del tiempo y en línea con aquéllos utilizados al completar la evaluación de deterioro para los activos de desarrollo y producción.

La evaluación determinó que el valor razonable de los activos a los que se ha asignado valor llave superaba sus valores contables al 31 de diciembre de 2019 y, en consecuencia, no se registró ningún cargo por deterioro en 2019.

6. PRÉSTAMOS

2019

2018

	Corriente USD'000	No corriente USD'000	Total USD'000	Corriente USD'000	No corriente USD'000	Total USD'000
Con garantía						
Préstamos bancarios	10.055	–	10.055	17.523	–	17.523
Total préstamos con garantía	10.055	–	10.055	17.523	–	17.523
Sin garantía						
Préstamos bancarios	–	–	–	709	–	709
Préstamos de partes vinculadas	146.782	146.751	293.533	46.090	135.919	182.009
Otros préstamos	28	–	28	43	–	43
Total préstamos sin garantía	146.810	146.751	293.561	46.842	135.919	182.761
Total préstamos	156.865	146.751	303.616	64.365	135.919	200.284

Pasivo garantizado y activo prendado como garantía

El pasivo garantizado se relaciona con préstamos denominados en dólares estadounidenses a una tasa de interés fija del 8,0% (2018: la tasa de interés osciló entre el 6,2% y el 8,25%). Al 31 de diciembre de 2019, el grupo no tenía préstamos denominados en pesos argentinos importantes (2018: USD cero).

Préstamos de partes vinculadas

El préstamo de parte vinculada al 31 de diciembre de 2019 se relaciona con una línea de crédito rotativa convertible ("RCF") que Mercuria Energy Netherlands B.V., una subsidiaria del 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 de la Compañía a un precio de GBP 0,37 por acción. Al mismo momento, se reestructuró la línea de crédito como una nueva RCF convertible en la suma de USD 160,0 millones con USD 100,0 millones adicionales de nuevos fondos que se pusieron a disposición de la Compañía.

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, otros USD 50,0 millones se pusieron a disposición en virtud de este elemento de Línea de Crédito B. El préstamo original de USD 160,0 millones se convirtió en la Línea de Crédito A.

En mayo de 2019, se amplió más la RCF convertible enmendada para agregar un compromiso de Línea de Crédito C de USD 40 millones. La Línea de Crédito C se amplió otros USD 10,0 millones en noviembre de 2019.

Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía disponía de una línea de crédito total de USD 285,0 millones, con un total de USD 278,0 millones utilizados en virtud de la línea de crédito. 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 Compañía 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 que puede ejercerse 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 (capital e interés) desde el 1 de enero de 2019 hasta el 29 de febrero de 2020 y el préstamo se amortizará en cuotas de cancelación trimestrales 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 la aprobación de resoluciones apropiadas de los accionistas, en relación con la facultad de asignar y no aplicar derechos de preferencia vinculados a dichas acciones.

Remítase a la nota 33 para consultar los cambios desde el cierre del ejercicio.

Valor razonable

Los valores razonables de la mayoría de los préstamos que tiene el grupo no son sustancialmente diferentes a sus montos contables, dado que el interés a pagar sobre esos préstamos está próximo a las tasas de mercado actuales o bien los préstamos son, por naturaleza, a corto plazo. Las diferencias identificadas entre los valores razonables y los montos contables de los préstamos son las siguientes:

	2019		2018	
	Monto contable USD'000	Valor razonable USD'000	Monto contable USD'000	Valor razonable USD'000
Préstamos bancarios	10.055	10.018	18.232	17.924
Otros préstamos	28	28	43	43
Préstamos de partes vinculadas	293.533	288.668	182.009	182.009
	303.616	298.714	200.284	199.976

Los valores razonables de los préstamos no corrientes se basan en el flujo de efectivo descontado que utiliza una tasa de préstamo corriente. Se clasifican como valores razonables de Nivel 3 en la jerarquía de valor razonable debido al uso de insumos no observables, que incluyen riesgo de crédito propio.

7. PÉRDIDA POR ACCIÓN

	2019 USD	2018 USD
Pérdida básica y diluida por acción		
De las operaciones continuas atribuibles a los accionistas ordinarios de la Compañía	(0,04)	(0,03)
Total de la pérdida básica ajustada por acción atribuible a los accionistas ordinarios de la Compañía	(0,04)	(0,03)

	2019 USD'000	2018 USD'000
Pérdida básica y diluida por acción		
Pérdida atribuible a los accionistas ordinarios de la Compañía utilizada en el cálculo de las ganancias básicas por acción:		
De operaciones continuas	(113.810)	(78.313)
	(113.810)	(78.313)

Cantidad promedio ponderada de acciones utilizada como denominador

Cantidad de acciones	2019	2018
Ajustes por cálculo de ganancias diluidas por acción:		
Al 1 de enero	2.786.645	2.537.178
Al 31 de diciembre	2.785.024	2.786.645
Acciones ordinarias con dilución potencial	3.989	3.325
Cantidad promedio ponderado de acciones utilizada como denominador en el cálculo de las ganancias diluidas por acción	2.785.791	2.730.364

8. ACONTECIMIENTOS POSTERIORES AL BALANCE

Ampliación de la línea de crédito rotativa convertible

El 9 de marzo de 2020, se aumentó USD 6,0 millones la Línea de Crédito C de la línea de crédito rotativa convertible ("RCF") existente con Mercuria a USD 291,0 millones. Los términos de esta línea de crédito adicional coincidirán con aquéllos de la Línea de Crédito C, que devengan intereses a una tasa de LIBOR +4% y será pagadera el 31 de diciembre de 2021. Remítase a la nota 22 para consultar más detalles acerca de los préstamos de la Compañía.

El 31 de marzo de 2020, la Compañía anunció que, debido a las condiciones de mercado sin precedentes originadas por la crisis por COVID-19 actual, redujo sus programas de inversión de capital para 2020 y también está explorando otras iniciativas de ahorro de costos. Como parte de esas iniciativas, la Compañía inició conversaciones con Mercuria para reestructurar la

línea de crédito RCF convertible existente. Mientras estas conversaciones se llevan a cabo, Mercuria aceptó modificar ciertos términos del acuerdo de RCF, que incluyen prorrogar el período de gracia de intereses y la primera fecha de reembolso.

El 15 de mayo de 2020, la Compañía anunció que llegó a un acuerdo con Mercuria para prorrogar el período de gracia de intereses y retrasar la primera fecha de reembolso en virtud del acuerdo de RCF al 15 de junio de 2020.

Programas Capex e iniciativas de ahorro de costos

La Compañía, en la actualidad, enfrenta varios desafíos. A un nivel macro, se enfrenta a una incertidumbre económica en Argentina luego del cambio de gobierno en diciembre de 2019 y el reciente incumplimiento técnico de la deuda pública argentina. Esta incertidumbre política y económica se agravó por el impacto de la COVID-19 y la respuesta gubernamental en consecuencia que llevó a una reducción significativa en la demanda de combustible, y esto último provocó un derrumbe en los precios del petróleo en el primer semestre de 2020.

Por consiguiente, el Directorio tomó medidas para desarrollar planes operativos que conserven o minimicen el uso de efectivo mediante la reducción de programas de inversión de capital y otros costos administrativos y operativos.

A causa de la reducción significativa en la demanda de petróleo, la Compañía ha cerrado la producción de petróleo crudo de sus licencias operadas en Puesto Rojas, Atamisqui y Tupungato. La Compañía también desarrolló un plan que implica una reducción significativa en los costos operativos y administrativos. La Compañía ha terminado de reestructurar su deuda local argentina de USD 10,0 millones, reestructuró sus oficinas de Londres y Houston, y redujo el tamaño de su directorio. Además, se cerraron sustancialmente todos los programas capex abiertos y se implementaron reducciones de salarios de entre un 30% a un 40% para todo el personal.