



Memoria Anual 2023

(Información no cubierta por el Informe de los auditores independientes)

Señores accionistas de ROCH S.A.:

En cumplimiento de disposiciones legales y estatutarias, tenemos el agrado de someter a vuestra consideración la Memoria Anual y los Estados Financieros correspondientes al Ejercicio Económico N° 35 comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2023.

1. CARACTERÍSTICAS DE LA EMPRESA Y PRINCIPALES OBJETIVOS DE SU POLÍTICA.

La Sociedad es titular de los derechos de concesión y de un permiso de exploración en distintas áreas hidrocarburíferas ubicadas en las provincias de Tierra del Fuego y Mendoza. Su negocio principal consiste en la exploración, producción y comercialización de petróleo, gas natural y gas licuado de petróleo, lo que estructura bajo la forma de Uniones Transitorias de Empresas ("UTs"). La participación en las áreas se detalla a continuación:

Nombre y ubicación de áreas	Participación	Vigencia	Operador	Actividad
Río Cullen – Las Violetas – Angostura (Prov. Tierra del Fuego)	27,33%	Agosto/2026	Roch S.A.	Explotación y exploración
Agua Botada (Prov. Mendoza)	88%	Junio/2024	Roch S.A.	Exploración

A su vez, la Sociedad opera el área Cajón de los Caballos, ubicada en la Provincia de Mendoza, de titularidad de las firmas Desarrollos Petroleros y Ganaderos S.A. (DPG) y Compañía General de Combustibles S.A. (CGC)

2. GOBIERNO CORPORATIVO

En Roch consideramos que la mejor forma de conservar y proteger a nuestros inversores consiste en la adopción e implementación de las mejores prácticas de gobierno corporativo a efectos de otorgar confiabilidad y transparencia al mercado.

Para ello, trabajamos constantemente en incorporar las mencionadas prácticas teniendo en cuenta la tendencia internacional de los mercados y la normativa vigente aplicable en materia de gobierno corporativo.

Más allá de la información contenida en esta presentación, para mayor información sobre las prácticas de gobierno corporativo de Roch, remitimos al Anexo I de la presente Memoria en el cual se incorpora el informe sobre el Código de Gobierno Societario con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto en la Resolución General N° 622/2013 y sus modificatorias, de la Comisión Nacional de Valores ("CNV").

Estructura de los órganos sociales de Roch S.A.

El Directorio

La toma de decisiones en la Sociedad está a cargo del Directorio. El mismo está compuesto por cinco directores titulares, conforme a lo dispuesto en el estatuto social. Todos los directores son elegidos por el término de un ejercicio y pueden ser reelegidos indefinidamente.

Actualmente, el Directorio de Roch S.A. está formado por los siguientes miembros:

Nombre y Apellido	Cargo	Carácter de Independencia
Ricardo Omar Chacra	Presidente	No independiente
Silvana Lorena Chacra	Vicepresidenta	No independiente
Ricardo Omar Chacra	Director Titular	No independiente
Silvana Lorena Chacra	Directora Titular	No independiente
Javier Patricio Chacra	Director Titular	No independiente
Evelyn Soraya Chacra	Director Titular	No independiente
David Alejandro Hanono	Director Suplente	No independiente
Julio César Bravo	Director Suplente	No independiente
Jorge Luis Martínez	Director Suplente	No independiente

El siguiente cuadro ofrece información acerca de los gerentes de primera línea:

Nombre y Apellido	Cargo
Gustavo Albrecht	CEO (Chief Executive Officer)
David Hanono	CFO (Chief Financial Officer)
Silvana Lorena Chacra	Vicepresidenta y Directora de Recursos Humanos

La Comisión Fiscalizadora

El estatuto social establece que la fiscalización de Roch S.A. estará a cargo de una Comisión Fiscalizadora integrada por tres miembros titulares designados por los accionistas. Los miembros de la Comisión Fiscalizadora deben ser abogados o contadores matriculados y ejercen su cargo durante un ejercicio económico.

La principal función de la Comisión Fiscalizadora es efectuar un control de legalidad respecto del cumplimiento, por parte del Directorio, de las disposiciones de la Ley de General de Sociedades, el estatuto social, sus reglamentaciones, si hubiera, y las decisiones asamblearias. Al cumplir con estas funciones, la Comisión Fiscalizadora no controla las operaciones ni evalúa los méritos de las decisiones tomadas por los directores.

Actualmente, la composición de la Comisión Fiscalizadora es la siguiente:

Nombre y Apellido	Cargo
Héctor Horacio Raffo	Síndico Titular (Presidente)
Carlos Alberto Tabasco	Síndico Titular
Esteban Tabasco	Síndico Titular
Eduardo Chehtman	Síndico Suplente

3. CONTEXTO MACROECONÓMICO

Según el informe de Actualización de Perspectivas de la Economía Mundial del FMI, las proyecciones sitúan el crecimiento mundial en 3,1% en 2024, en virtud de una resiliencia mayor de lo esperado en Estados Unidos y en varias economías de mercados emergentes y en desarrollo importantes, así como al estímulo fiscal en China. De todos modos, las previsiones para 2024–25 son inferiores al promedio histórico de 3,8% (2000–19), ante las elevadas tasas de interés de política monetaria para combatir la inflación, el repliegue del apoyo fiscal en un entorno de fuerte endeudamiento que frena la actividad económica y el bajo crecimiento de la productividad subyacente. La inflación está disminuyendo más rápidamente de lo previsto en la mayoría de las regiones, mientras se disipan los problemas en el lado de la oferta y se aplica una política monetaria restrictiva. Se prevé que el nivel general de inflación a escala mundial descienda a 5,8% en 2024 y a 4,4% en 2025, lo que supone una revisión a la baja del pronóstico para 2025. Ante la desinflación y el crecimiento firme, la probabilidad de que se produzca un aterrizaje brusco ha remitido, y los riesgos para el crecimiento mundial están en general equilibrados.

En Argentina la actividad económica registró una caída del 1,6% de acuerdo con el EMAE en un contexto de grandes desequilibrios macroeconómicos agravados por el proceso electoral de fin de 2023.

En este contexto el nivel general de precios registró en 2023 una inflación interanual del 211,4% por sobre la inflación interanual de 2022 de 94,8%. El índice de inflación mostró valores elevados durante todo el 2023 con una aceleración en el segundo semestre producto de un contexto de mayor volatilidad financiera local, incertidumbre cambiaria e incremento de las expectativas de inflación en un contexto electoral. Para contener la aceleración verificada en el tercer trimestre, el BCRA elevó en reiteradas oportunidades la tasa de interés de política monetaria con el objetivo de estimular el ahorro en moneda doméstica con escaso resultado. Para 2024 según los analistas participantes del Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM) la tasa de inflación alcanzaría el 231,8% i.a.

Con respecto al tipo de cambio, el BCRA mantuvo hasta el mes de diciembre un esquema de flotación administrada observándose una apreciación del Tipo de Cambio real multilateral, sin embargo, con el cambio de gobierno durante el mes de diciembre se registró una devaluación del 124%. De esta manera, durante el 2023 el Peso se depreció un 356% alcanzando un valor a cierre del ejercicio de 808,45 ARS/U\$S. Cabe resaltar que en virtud del bajo nivel de reservas internacionales el BCRA continuó con la implementación de medidas que restringieron las importaciones de ciertos bienes como también el acceso al mercado de cambios para ciertas operaciones como el pago de deuda corporativa. Adicionalmente, se continuó con las medidas tendientes a incrementar las liquidaciones de divisas mediante tipos de cambio diferenciales, profundizando el acceso a otros rubros al “Programa de Incremento Exportador”.

Por el lado de la Balanza Comercial, según datos del INDEC la misma registró un déficit de 6926 millones de dólares lo que implicó un marcado deterioro respecto del superávit alcanzado en 2022 de 6.923 millones de dólares. La explicación de dicho déficit radicó principalmente en una fuerte caída de las exportaciones, no compensado con la disminución de las importaciones. El total exportado fue de 66.788 millones de dólares implicando una disminución respecto de 2022 de 24,5% y el importado de 73.714 millones de dólares, implicando una disminución de 9,6 % respecto de 2022. La caída de las exportaciones se produjo por la sequía que afectó al país lo que impactó en una caída de las exportaciones de productos primarios del 39,4% i.a. y de las manufacturas de origen agropecuario de 27,9% i.a.

En el plano fiscal, según datos del Ministerio de Economía, el Sector Público Nacional registró en el ejercicio fiscal 2023 un déficit primario de \$ 5.483 mil millones (2,9% del PIB), exhibiendo un incremento respecto de 2022 (-2,4% del PBI). Incluyendo resultados financieros dicho déficit se elevó a \$8.737 mil millones.

En este contexto, el programa económico del gobierno entrante tiene como piedra angular eliminar el déficit fiscal y su financiamiento mediante la emisión monetaria del BCRA y la eliminación de distorsiones, restricciones y trabas burocráticas y la corrección de precios relativos (en especial, el tipo de cambio), como prerrequisito para estabilizar la economía. Para ello, se dejó de licitar LELIQ, pasando a ser los pases pasivos el principal instrumento de política monetaria cuya tasa de interés fue establecida en 100%. En cuanto a las operaciones de inyección de liquidez, el BCRA anunció que dejará de financiar monetariamente al Tesoro. Adicionalmente, en el frente externo se anunció el establecimiento de un nuevo tipo de cambio de \$800/USD en el Mercado Libre de Cambios (MLC) y se anunció que hasta tanto se equilibre la macroeconomía se utilizará el tipo de cambio como ancla complementaria en las expectativas de inflación. Asimismo, se definieron nuevas condiciones para el acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones. Por último, se comenzó a licitar los nuevos Bonos para la Reconstrucción de una

Argentina Libre (BOPREAL) a los efectos de comenzar a resolver el abultado stock de deuda comercial que se había generado durante la administración previa en virtud de las restricciones para pagar al exterior

4. EL MERCADO DEL GAS Y PETRÓLEO

En diciembre de 2015, con el objeto de amortiguar los efectos de la devaluación se realizó un acuerdo entre el Gobierno Nacional y los sectores del Downstream y Upstream mediante el cual se determinó una baja en el precio del petróleo para el mercado interno de aproximadamente 10%. El mencionado descuento se aplicó a todos los petróleos comercializados en el país llevando el precio del petróleo tipo Medanito (precio de referencia del mercado local) a 67,50 U\$/bbl. Dicho acuerdo se mantuvo vigente hasta el mes de julio de 2016 inclusive. Desde el mes de agosto de 2016 se aplicó un descuento de aproximadamente 2% mensual, llegando al mes de octubre con un precio para el crudo tipo Medanito de 63.50 U\$/bbl el cual se mantuvo hasta diciembre de 2016.

A comienzos del 2017 se realizó un nuevo acuerdo entre el Gobierno Nacional y la industria petrolera, tanto Downstream como Upstream, que implicó la creación para el año 2017 de un sendero de precios para los petróleos Medanito y Escalante, estableciéndose que los crudos intermedios mantendrían los descuentos por calidad y puerto de carga que tuvieron durante los últimos tres años. Los precios acordados se mantendrían sin variaciones siempre que la cotización del crudo Brent no fuera menor a 45 U\$/bbl durante diez días consecutivos y/o el tipo de cambio publicado por el Banco Nación para el dólar tipo vendedor fuera menor a 15.5 \$/U\$ o mayor a 20 \$/U\$, cumplida alguna de estas condiciones las partes revisarían, dentro de las 48 hrs, los precios acordados.

Adicionalmente, el mencionado acuerdo exigía a las empresas refinadoras contratar en el mercado local volúmenes de petróleo equivalentes a los adquiridos durante el 2014, quedando sujetas potenciales importaciones a la falta en el mercado local de producto con las características requeridas para ser procesados por el sistema de refinación local. También se determinaban en el acuerdo, pautas de incrementos de precio en el surtidor para las empresas refinadoras, un compromiso por parte de Cammesa de adquirir Fuel Oil para la generación eléctrica y se establecía como cláusula de suspensión del acuerdo la condición de que la cotización internacional promedio del crudo Brent se mantuviese durante 10 días consecutivos igual o mayor al precio del crudo Medanito establecido para ese momento, con menos 1 U\$/bbl. Esta suspensión quedaba sin efecto si se verificase que la cotización internacional del Brent fuera, durante 10 días consecutivos, menor al precio del crudo Medanito establecido para ese momento con menos 1 U\$/bbl.

Durante el mes de octubre de 2017, se dio por finalizado el acuerdo entre el Gobierno Nacional y la industria petrolera, producto de que la cotización del "Brent" superó los 55 U\$/BBL y comenzó un período de transición hasta lograr la liberación del mercado de crudo.

En otro orden, mediante el Decreto 793/2018 del 3 de septiembre de 2018 se fijan Derechos de exportación del 12% con tope de 4 \$/U\$ hasta el 31 de diciembre de 2020. Luego mediante el Decreto 865/2018 del 27 de septiembre de 2018 se modifica el tope para determinadas posiciones arancelarias e incorpora el plazo de espera de 60 días para realizar el pago para aquellos productores que en el año calendario inmediato anterior a la fecha del registro de la correspondiente solicitud de exportación para consumo hayan exportado menos de 20 MMU\$.

Mediante el Decreto 566/2019 publicado en el BO del 16 de agosto de 2019 se estableció que, por los siguientes 90 días desde la entrada en vigencia las entregas que se realicen al mercado local debían ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas considerando un Brent de referencia de 59,00 U\$/bbl y aplicando un Tipo de Cambio de 45,19 \$/U\$.

Con el objetivo de dar el primer paso para normalizar la fijación de precios del sector y no afectar el empleo, la actividad, la producción y las inversiones, mediante el Decreto 601/2019 publicado en el BO del 02/09/19 se modifica el Decreto 566/2019, liberando el precio sólo en el mercado mayorista (Gas Oil al sector agropecuario, industria y transporte) y llevando el Tipo de Cambio a 46,69 \$/U\$ (3,3% de incremento).

Asimismo, a través de la Res. SGE 552/2019 publicada en el BO del 16 de septiembre de 2019 se establece una compensación de 102,17\$/bbl para las entregas realizadas al Mercado Local durante el mes de septiembre 2019.

Continuando con el objetivo de normalizar el sector, mediante las Resoluciones SGE 557/2019 y SGE 688/2019 se modificaron los tipos de cambio reconocido a productores llevándolo a 51,77 \$/U\$S hasta el fin de la vigencia del Decreto 601/2019

Habiendo finalizado la vigencia del Decreto 601/2019, a partir del 16/11/19 se comenzó a normalizar el sector tendiendo gradualmente a precios de libre mercado.

En otro orden, a través del Decreto 37/2019 publicado en el BO del 14/12/19 se deja sin efecto el límite de 4 \$/U\$S establecido en el decreto 793/2018, quedando los Derechos de Exportación en 12%.

Por último, en el marco de la Ley de Emergencia Pública N°27541/2019 publicada en el BO del 23 de diciembre de 2019, en su artículo 52 se establece que los Derechos de Exportación para los Hidrocarburos no pueden superar el 8% del valor imponible.

Implementación del “barril criollo”

El 19 de mayo de 2020, el Gobierno Nacional emitió el decreto 488/2020 mediante el cual se buscó fijar, hasta el 31 de diciembre de 2020, el precio de la comercialización para entregas locales de petróleo crudo en 45 U\$S/bbl, con el objeto de que las empresas productoras puedan cubrir los costos operativos y mantener su productividad en los niveles registrados previos a la pandemia.

Así, a partir del 19 de mayo de 2020 y hasta el 31 de diciembre de 2020, las entregas de petróleo crudo realizadas en el mercado local debían ser facturadas por las empresas productoras y pagadas por las empresas refinadoras y comercializadoras, tomando como referencia para el crudo tipo Medanito el precio de U\$S 45 por barril (U\$S 45/bbl), que sería ajustado para cada tipo de crudo por calidad y por puerto de cargo, conforme la práctica usual del mercado local.

A su vez, dentro de las medidas adoptadas, se estableció que “las empresas refinadoras y sujetos comercializadores deberán adquirir el total de la demanda de petróleo crudo a las empresas productoras locales, contemplando la calidad de crudo que requieran los procesos de refinación.”

El decreto 488/2020 también modificó la alícuota de los derechos de exportación de los hidrocarburos indicados en su Anexo I, adecuándolos al límite previsto en el art. 52 de la ley 27.541. En ese sentido, el artículo 7º del decreto en cuestión establece derechos de exportación móviles, que se calcularán en base a la fórmula allí indicada, calculados sobre el Valor Base, el Valor de Referencia, y el Precio Internacional. De conformidad a ello, la alícuota de derechos de exportación oscilará entre el 0% -mientras el precio internacional del barril “ICE Brent primera línea” se mantenga igual o por debajo del valor base, fijado en U\$S 45 por barril-, hasta el 8%, cuando dicho precio sea igual o superior al valor de referencia, fijado en U\$S 60 por barril.

Adicionalmente, el Poder Ejecutivo Nacional delegó en la Secretaría de Energía la facultad de modificar trimestralmente los precios contemplados en el mencionado decreto, así como también de revisar periódicamente el alcance de la medida en función del volumen de producción y niveles de actividad e inversión.

Por último, la Secretaría de Energía verificará que no se realicen conductas monopólicas, colusivas y/o de abuso de posición dominante por parte de todos los sujetos de la cadena productiva del petróleo, para lo cual considerará los parámetros objetivos de producción de períodos anteriores y tendrá en cuenta las consecuencias provocadas por la pandemia del Covid-19.

Durante el mes de agosto del 2020, habiendo superado la cotización del Brent por 10 días consecutivos 45,00 U\$S/bbl, quedó sin efecto el precio de referencia tendiendo nuevamente a precios de export parity.

En el año 2023 continuó vigente el “barril criollo”. El gobierno electo a fines del 2023 ha anunciado la desregulación del mercado a partir del año 2024 con la cual, los precios de las transacciones serían negociados libremente entre productores y compradores de crudo.

Gas Natural

Con fecha 28 de marzo de 2016, mediante la Resolución N° 28/2016 del Ministerio de Energía y Minería (“MINEM”) se dispuso el incremento de los precios en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) para el gas natural destinado a la demanda prioritaria (Residenciales y Comerciales) con vigencia para los volúmenes consumidos a partir del 1 de abril de 2016.

Adicionalmente, mediante la Resolución MINEM N° 34/2016 se dispuso el incremento del precio para el abastecimiento a estaciones de suministro de gas natural comprimido (GNC) y la Resolución MINEM N° 41/2016 que dispuso los nuevos valores para el gas de generación (CMMESA).

Mediante la Resolución MINEM N° 99/2016, se instruyó al ENARGAS para que las facturas que emitieran las prestadoras del servicio público de distribución de gas por consumos realizados a partir del 1 de abril de 2016, no superaran en más de un 400% en el caso de usuarios residenciales y 500% en el caso de usuarios del Servicio General “P” al monto final que, para dichos consumos, hubiere correspondido facturar de aplicarse al mismo usuario y para el volumen consumido en el nuevo período de facturación, las tarifas vigentes al 31 de marzo de 2016.

Con fecha 12 de julio de 2016 el MINEM emitió la Resolución N° 129/2016 modificatoria de la detallada precedentemente, mediante la cual establecía un nuevo límite a los aumentos previstos por las Resoluciones MINEM N°28/2016 y 34/2016, disponiendo que el monto total facturado, con impuestos, a los usuarios residenciales por aquellos consumos registrados con posterioridad al 1 de abril de 2016, no podían tener un aumento superior al 400% de la factura emitida al mismo usuario con relación al mismo período de facturación correspondiente al año anterior. Dicho límite era 500% para el Servicio General “P” con servicio completo (subcategorías P1, P2 y P3).

Sin perjuicio de lo anterior, en el marco de una acción de amparo solicitada por una O.N.G., el 6 de julio de 2016, la Cámara Federal de La Plata emitió un fallo por el cual declaró la nulidad de las Resoluciones MINEM N°28 y 31 retrotrayendo la situación tarifaria a la existente previamente al dictado de las mencionadas normas. El Gobierno Nacional solicitó la revisión del fallo por parte de la Corte Suprema de Justicia de la Nación (“C.S.J.N.”), a cuyo efecto interpuso un recurso extraordinario, solicitando expresamente la suspensión de los efectos de la sentencia hasta tanto el máximo tribunal se expidiera. Con fecha 4 de agosto de 2016 la Cámara Federal de la Plata resolvió respecto de lo solicitado, concediendo el recurso invocado, pero al solo efecto devolutivo (sin efecto suspensivo).

Con fecha 18 de agosto de 2016, la C.S.J.N. declaró la nulidad de la Resolución MINEM N° 28/2016 únicamente respecto de los usuarios residenciales del servicio de gas natural, manteniendo la vigencia dicha norma, respecto de los restantes segmentos de la demanda. Siendo finalmente establecidos los precios de gas natural en el PIST para los usuarios que los adquieren directamente por las prestatarias de los servicios de distribución, mediante la Resolución MINEM N° 212/2016.

A partir del 7 de octubre de 2016, todos los segmentos abastecidos por las distribuidoras fueron facturados según los precios establecidos por la Resolución MINEM No 212/2016 con los topes allí establecidos.

Mediante la Resolución MINEM N° 74-E/2017, se establecieron las nuevas tarifas a partir del 1 de abril de 2017 y hasta el 30 de noviembre de 2017, para luego mediante la Resolución MINEM N° 474-E/2017, actualizarlas con vigencia 1° de diciembre de 2017.

Finalmente, a instancias del MEyM se firmaron las “Bases y condiciones para el abastecimiento de gas natural a distribuidoras de gas por redes” (las “Bases”) con fecha 29 de noviembre de 2017. En las mismas, se acuerda que los nueve grandes productores a nivel nacional abastecerán la totalidad de la demanda residencial a excepción de Camuzzi Gas del Sur, que será responsabilidad de IEASA. Las Bases entraron en vigencia a partir del 1° de enero de 2018 y tenían como objetivo asegurar el abastecimiento de la demanda ininterrumpible, liberando de dicho compromiso a los pequeños y medianos productores, estableciendo un sendero de precios hasta el 31 de diciembre de 2020, cuando se llegaría a la normalización del mercado de gas natural.

Mediante el Decreto 793/2018 del 3 de septiembre de 2018 se crean los Derechos de exportación del 12% con tope de 4 \$/U\$S hasta el 31 de diciembre de 2020. Luego mediante el Decreto 865/2018 del 27 de septiembre de 2018 se modifica el tope para determinadas posiciones arancelarias e incorpora el plazo de espera de 60 días para realizar el pago para aquellos productores que en el año calendario inmediato

anterior a la fecha del registro de la correspondiente solicitud de exportación para consumo hayan exportado menos de 20 MMU\$S.

Como consecuencia de la devaluación acaecida durante 2018 se tornó inviable el sendero de precios acordado mediante las bases y condiciones enunciadas anteriormente lo que provocó que se pesifiquen las tarifas. Adicionalmente, el Decreto 1053/2018 de fecha 15 de noviembre de 2018 estableció que las diferencias de cambio que se generasen hasta el 31 de marzo de 2019 las absorba el Estado Nacional. Mediante Res. ENARGAS 466/2019 del 15 de agosto de 2019 se aprobó y reglamentó la metodología del Decreto 1053/2018.

Asimismo, caídas las bases y condiciones, la SGE instruyó mediante Resolución de la Secretaría de Gobierno de Energía N°32/2019 de fecha 8 de febrero de 2019 a MEGSA (Mercado Electrónico de Gas S.A.) a implementar un concurso de precios para abastecer la demanda prioritaria (residencial) a partir del 1ro de abril de 2019.

Con el fin de aplanar las tarifas que pagan los usuarios residenciales y amortiguar la estacionalidad de los consumos, a través de la Res. SGE 148/2019 del 29 de marzo de 2019 se establecieron bonificaciones para los usuarios residenciales del 27% y 12% en las entregas realizadas durante los meses de abril y mayo 2019 respectivamente. Esta resolución se reglamentó mediante la Res. SGE 299/2019, en donde se determinaron los mecanismos de compensación con fondos del estado nacional.

Adicionalmente a través de la Res. SGE 336/2019 publicada en el BO del 24 de junio de 2019 se estableció el diferimiento de pago del 22% para las entregas a usuarios residenciales comprendidas entre los meses junio-19/septiembre-19. Dicha Resolución fue reglamentada por la Res. SGE 488/2019.

Durante el mes de diciembre del 2020 la Secretaría de Energía implementó el Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino 2020-2024 ("Plan Gas.Ar"). aprobado por el Decreto 892/2020, a través de cual se abastecerá la demanda Residencial y de Generación. El objetivo del programa es viabilizar inversiones en producción de gas natural para lograr revertir la declinación en la oferta y de ese modo disminuir las importaciones de combustibles alternativos para atender la demanda invernal. Dicho programa fue extendido hasta el 31 de diciembre de 2028 mediante el Decreto No. 730/2022 de fecha 3 de noviembre de 2022. En el mismo sentido, mediante Res. SE 860/2022 de fecha 22 de diciembre de 2022 se adjudicaron los volúmenes licitados.

A finales del año 2023, el gobierno electo ha planteado la eliminación paulatina de los subsidios en la industria de gas natural. Se espera que durante 2024 se publiquen los nuevos cuadros tarifarios donde se informen las tarifas de Transporte, Distribución y Gas Natural para clientes regulados.

MARCO REGULATORIO DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS EN ARGENTINA

La Constitución Nacional de la República Argentina establece un sistema de país federal. Tras una larga discusión respecto al dominio de los hidrocarburos, en la actualidad las provincias retienen su dominio eminente sobre aquellos recursos hidrocarburíferos depositados en sus territorios (esto no incluye los depósitos costa afuera (*offshore*) que se sitúen tras 12 millas náuticas del territorio nacional, los cuales pertenecen al gobierno federal).

Las provincias actúan como autoridad de aplicación dentro de sus respectivas jurisdicciones, por lo que están facultadas para adoptar medidas respecto a los siguientes asuntos: (i) el otorgamiento o la revocación de permisos de exploración y concesiones de explotación sobre los hidrocarburos ubicados en sus territorios, (ii) la ampliación de los plazos de los permisos, concesiones y contratos vigentes, (iii) la aprobación de su cesión, (iv) la imposición de sanciones, y (vi) el ejercicio, en general, de todas las facultades inherentes en su carácter de autoridad de aplicación.

Independientemente del dominio de los recursos, el gobierno nacional goza de la facultad exclusiva de dictar el marco legal general pudiendo sancionar normas sustantivas que regulan las actividades mineras, garantizando así la uniformidad de la legislación a la que las provincias deben sujetar su actuación.

1. La Ley de Hidrocarburos

La Ley Nacional de Hidrocarburos No. 17.319 (con sus modificaciones) establece el marco legal básico para la industria hidrocarburífera, que instituye un sistema de permisos de exploración y concesiones de

explotación otorgados por la autoridad de aplicación (nacional o provincial, según corresponda). A partir de la obtención de estos permisos o concesiones, las empresas son titulares de derechos exclusivos para explorar, desarrollar, explotar y poseer título sobre la producción en boca de pozo, estando obligados al pago de regalías y la adhesión a un régimen fiscal general (que puede incluir derechos de exportación).

Los titulares de los permisos y de las concesiones deben poseer la solvencia financiera y la capacidad técnica adecuadas para ejecutar las tareas inherentes al derecho otorgado, debiendo actuar con la debida diligencia y de acuerdo con las técnicas más eficientes.

Plazos de permisos de exploración y concesiones de explotación:

Luego de algunas reformas de la Ley Nacional de Hidrocarburos No. 17.319, los plazos que rodean a los permisos de exploración y concesiones de explotación son los siguientes: (A) en lo que respecta a permisos de exploración convencional, el plazo se divide en dos períodos de 3 años cada uno, más una prórroga discrecional de hasta 5 años, otorgando una vigencia máxima de 11 años; (B) con relación a los permisos de exploración no-convencional, el plazo se divide en dos períodos de 4 años cada uno, más una prórroga discrecional de hasta 5 años, otorgando una vigencia máxima de 13 años, (C) en cuanto a las concesiones de explotación, el plazo para recursos convencionales es de 25 años, y para recursos no-convencionales es de 35 años, incluida una prueba piloto de hasta 5 años.

Los concesionarios tienen derecho a obtener extensiones por períodos sucesivos de 10 años, siempre que hayan cumplido con todas sus obligaciones, incluyendo, pero sin limitarse, al pago de impuestos y regalías y el cumplimiento con obligaciones de inversión y explotación, así como cumplimiento de la legislación ambiental, y la presentación de un plan de inversiones para desarrollar la concesión.

Los titulares de concesiones de explotación pueden obtener una concesión de transporte de hidrocarburos producidos en sus áreas sin tener que presentarse a una licitación. El plazo (accesorio a la concesión de explotación) es de hasta 35 años y puede prorrogarse por períodos sucesivos de 10 años.

Reserva de áreas:

Con anterioridad a la sanción de la Ley Nacional No. 27.007 en 2014, los gobiernos (nacional y provinciales) podían reservarse áreas para la explotación exclusiva de hidrocarburos, a través de entidades públicas o compañías con participación estatal. Los contratos que hayan celebrado dichas entidades públicas o compañías con participación estatal para la exploración y desarrollo de áreas reservadas se rigen bajo la regulación anterior a la Ley Nacional No. 27.007.

Regalías y canon:

La autoridad concedente tiene derecho al pago de regalías calculada sobre la producción de los titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación. La tasa es del 12% en concesiones de explotación, que puede reducirse en casos excepcionales en hasta 5%. Esa tasa también puede aumentarse en 3% en cada prórroga, hasta un límite máximo de 18%. Las regalías, que resultan un gasto deducible a los efectos del impuesto a las ganancias, se calculan sobre la producción de hidrocarburos, y admiten ciertos descuentos que reflejen el valor efectivamente percibido por el concesionario en la comercialización de sus hidrocarburos.

Además, los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación deben pagar un canon anual (i) calculado en función de la superficie del área y (ii) que varía según la fase (exploración o explotación) de la operación.

La Ley de Hidrocarburos establece que los titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación no se verán afectados por la creación de nuevos impuestos o el aumento de impuestos existentes ordenados por el estado municipal o provincial pertinente durante todo el plazo del permiso o concesión que corresponda.

Informe de reservas:

Cada año, los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos deben presentar ante la autoridad de aplicación nacional información sobre las reservas comprobadas existentes en cada una de sus áreas, certificada por auditores externos.

Reversión de áreas:

La autoridad de aplicación puede ordenar la reversión del área concedida, (a) por insolvencia o fin de la existencia jurídica del titular del permiso de exploración o concesión de explotación, (b) por incumplimiento sustancial e injustificado de las obligaciones asumidas por el concesionario o permisionario, (c) por falta de entrega de información exigible, (d) por obstaculizar inspecciones de la autoridad de aplicación, (e) por no observar las técnicas adecuadas en las operaciones, (f) por falta de pago de una anualidad del canon respectivo; (g) por falta de pago de las regalías tres meses después de vencido el plazo para abonarlas; (h) en el caso de permisos de exploración, por no haber solicitado una concesión de explotación en el plazo de 30 días a partir de la declaración de comercialidad de los hidrocarburos. La sanción procede luego del otorgamiento de un plazo razonable para que el concesionario o permisionario subsane su incumplimiento.

Una vez caducada o extinguida una concesión de explotación, todos los pozos de petróleo y gas, los equipos e instalaciones de operación y mantenimiento revertirán automáticamente a la provincia o al gobierno nacional, sin que deba hacerse pago alguno al concesionario.

2. Comercialización

El productor de hidrocarburos puede exportar su producción si el mercado interno ha sido suficientemente abastecido. A estos efectos, los productores deben haber obtenido previamente un permiso de exportación.

El sector de hidrocarburos de la República Argentina ha estado sujeto a regulaciones o “acuerdos de estabilidad de precios” con el gobierno nacional que han derivado en la fijación transitoria de precios máximos a la venta de hidrocarburos.

Con relación a la **comercialización de gas natural en el mercado local**, en 2004, el Decreto del Poder Ejecutivo N° 180/04 (i) creó el Mercado Electrónico de Gas (“MEG”) que coordina las ventas diarias de gas al contado y los mercados secundarios de transporte y distribución de gas natural y (ii) fijó obligaciones de información para compradores y vendedores de gas natural en relación con sus respectivas operaciones comerciales, requeridas como condición para obtener la autorización para inyectar y transportar cualquier volumen de gas natural en el sistema de transporte. Conforme lo dispuesto en este decreto, todas las ventas locales diarias de gas natural deben ser comercializadas a través del MEG.

Los precios en el mercado mayorista de gas natural se encuentran desregulados, sujeto a determinados condicionamientos en los suministros destinados al abastecimiento de la demanda eléctrica y para el abastecimiento de usuarios que compran gas a los distribuidores. En el caso de la demanda destinada a generación de energía eléctrica, la Resolución 95/2013 de la ex Secretaría de Energía monopoliza casi todas las compras realizadas a través de CAMMESA.

En el caso de la demanda destinada al abastecimiento para los usuarios que compran gas a los distribuidores, el gobierno y las empresas productoras celebraron en 2017 las “Bases y Condiciones para el Abastecimiento de Gas Natural a Distribuidoras de Gas por Redes” (las “Bases y Condiciones”). Las Bases y Condiciones establecen las pautas básicas para garantizar el adecuado abastecimiento de gas natural a las distribuidoras y consecuentemente a los consumidores finales residenciales y comerciales. Asimismo, establecen la continuidad del sendero gradual y progresivo de reducción de subsidios, todo ello en el marco del proceso de normalización del mercado de gas natural, lo cual se da dentro del período de vigencia de las Bases y Condiciones, hasta el 31 de diciembre de 2019, considerado el “período de transición” hasta la normalización antes indicada.

Las Bases y Condiciones constituyen los términos y condiciones a considerar en las negociaciones de los respectivos acuerdos particulares, sin que ello pueda interpretarse como una obligación.

Como consecuencia de ciertas variables macroeconómicas, los productores de gas natural y los distribuidores iniciaron un proceso de renegociación de los acuerdos individuales de suministro celebrados de conformidad con las Bases y Condiciones para abordar dos cuestiones principales: (i) el pago por parte de los distribuidores de las deudas que surjan de las diferencias de tipo de cambio (que resultaron del tipo de cambio dólares Estadounidenses – pesos Argentinos utilizado por los distribuidores para el pago de los precios por el volumen del gas natural, tipo de cambio considerado en las tarifas del gas natural, frente al tipo de cambio que se debería haber considerado según los acuerdos de suministro, por el período de abril a

septiembre de 2018) (“Deuda ER”); y (ii) los precios del gas natural para el período de octubre a diciembre de 2018.

En noviembre de 2018 el Estado Nacional, a través del Decreto Nacional No. 1053/2018, decidió asumir el pago de las diferencias diarias acumuladas mensualmente entre el valor del gas comprado por las Distribuidoras y el valor del gas natural incluido en los cuadros tarifarios vigentes entre el 1º de abril de 2018 y el 31 de marzo de 2019, generadas exclusivamente por variaciones del tipo de cambio y correspondientes a volúmenes de gas natural entregados en ese mismo período. Las condiciones son las siguientes: (i) 30 cuotas mensuales y consecutivas a partir del 1º de octubre de 2019, para cuya determinación se utilizará la tasa efectiva del BNA para depósitos en moneda argentina a 30 días de plazo (“pizarra”); (ii) las cuotas serán percibidas por las distribuidoras que inmediatamente pagarán a los productores; y (iii) Distribuidoras y productores deben adherir al régimen y renunciar expresamente a toda acción o reclamo.

Asimismo, el decreto dispuso que, a partir del 1º de abril de 2019, los contratos entre productores de gas natural y distribuidoras deben prever que en ningún caso se trasladará a los usuarios que reciban servicio completo el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio ocurridas durante cada período estacional. Adicionalmente, el mencionado Decreto facultó a ENARGAS para regular aún más las condiciones antes mencionadas.

El día 14 de diciembre de 2020 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N°27.591, que además de aprobar el presupuesto nacional para el ejercicio 2021, dejó sin efecto al Decreto Nacional No. 1053/2018. La Sociedad se encuentra evaluando posibles cursos de acción para preservar sus derechos.

A finales del año 2023, el mercado de gas natural argentino continúa regulado para los clientes residenciales o comerciales de consumos menores, mientras que continúa siendo un mercado libre para consumidores industriales.

En cuanto al segmento de consumo de gas natural para generación eléctrica, si bien el gobierno electo ha manifestado sus intenciones de desregularlo, aun no se ha avanzado en dicha dirección y continúa siendo Cammesa quien concentra las compras del gas natural para este segmento,

5. HECHOS RELEVANTES DEL EJERCICIO ECONÓMICO 2023

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023, la Sociedad tuvo una producción total de 251.851 BOE, que representa un promedio diario de 690 BOE.

- PRESENTACIÓN EN CONCURSO PREVENTIVO DE ACREEDORES Y HOMOLOGACIÓN DE ACUERDO

Al solicitar la formación de su concurso preventivo, la Sociedad identificó las principales causas generadoras del estado de cesación de pagos - que es el presupuesto objetivo para la apertura del procedimiento regulado por la Ley 24.522 de Concursos y Quiebras (en adelante LCQ) y sus modificatorias-, con el objetivo de reorganizar el pasivo en crisis, sosteniendo la empresa en marcha como fuente de riqueza social y trabajo.

El marco causal fue exógeno y descripto en la presentación resuelta por Directorio de la Sociedad el 5 de noviembre de 2020 originado en: i) abrupta caída de demanda y el precio del petróleo crudo en el mercado internacional durante 2020 y ii) la severa restricción que sufrieron las vías habituales de transporte terrestre y marítimo para el despacho de la producción, consecuente de la pandemia.

En el plano operativo, en el año 2020, en forma concomitante con el proceso de renegociación de las deudas financieras, la Sociedad sufrió una importante merma en la producción de su principal yacimiento sito en Tierra del Fuego, producto de un daño en la formación, que se tradujo negativamente en el flujo de fondos e impidió atender con regularidad las obligaciones financieras, aún en las condiciones de la renegociación incoada con los acreedores.

En simultáneo, se realizaron negociaciones con proveedores orientadas a disminuir el costo operativo y se encaró un proceso de reingeniería de recursos humanos en la sede central de la administración de la sociedad, que coadyuvará el proceso de acuerdo concordatario y el posterior proceso de regularización y desarrollo.

El 30 de noviembre de 2020 se dispuso la apertura del concurso preventivo de la Sociedad, que quedó radicado ante el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial No. 6, sito en Avda. Diagonal Norte 1211 piso 2º, a cargo de la Dra Marta Cirulli, Secretaría Nro. 11 a cargo del Dr. Ernesto Tenuta.

En el marco del proceso concursal, se obtuvo la prohibición de innovar con relación a los contratos de UT RÍO CULLEN - LAS VIOLETAS S.A. - NETHERFIELD CORPORATION, SUCURSAL TIERRA DEL FUEGO – ROCH S.A. - SAN ENRIQUE PETROLERA S.A. - DESARROLLOS PETROLEROS Y GANADEROS S.A. – DISPET S.A. (Áreas Río Cullen, Las Violetas, La Angostura); UT EMESA-ROCH S.A. (Área Agua Botada); y UT SAN ENRIQUE PETROLERA S.A., D.P.G. S.A., SINOPEC ARGENTINA EXPLORATION AND PRODUCTION INC. SUC. ARGENTINA (Área Cajón de los Caballos), como paso previo a resolver la continuación de estos contratos, en los términos del art. 20 de la LCQ. Posteriormente, en fecha 4 de marzo de 2021, el Juzgado interviniente resolvió autorizar a ROCH S.A. a continuar con el cumplimiento de tales contratos, al amparo de lo dispuesto en el artículo 20 de la LCQ.

También se decretó la no suspensión de ROCH S.A. en los registros de importadores y exportadores y del Registro de Empresas Petroleras, con causa en la presentación en concurso preventivo o la existencia de deudas de causa o título anterior a tal presentación.

Además, se mantienen vigentes los derechos de exploración y explotación que le fueron otorgados oportunamente a ROCH S.A. por los gobiernos de las provincias de Mendoza y de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur.

Cabe recordar que la presentación en concurso preventivo produce, entre otros efectos:

- Que toda la deuda vencida o a vencer de causa o título anterior a la fecha de presentación, queda sujeta a los trámites del concurso, y por lo tanto no resulta exigible hasta que se cumplan los requisitos legales o se cumplan los plazos que establezca la propuesta concordataria, que resulte aprobada con las mayorías legales necesarias y obtenga homologación judicial.

- La suspensión de los intereses que devengue toda deuda de la Sociedad de causa o título anterior a la presentación, en los términos del art. 19 LCQ. No obstante, dado que la norma solo impone la “suspensión” y no la extinción de los intereses (los que quedan sujetos a los términos del acuerdo), y en virtud de la evolución de las negociaciones con los acreedores financieros, la Sociedad devengó los intereses correspondientes a las obligaciones negociables y otros préstamos hasta el 27 de julio de 2022, estimando que los términos de las negociaciones serán convalidados por los terceros.

- La suspensión del trámite de los juicios de contenido patrimonial contra la Sociedad y la imposibilidad de iniciar nuevas acciones de esa naturaleza, con los límites del art. 21 LCQ.

El 19 de abril de 2022, el Directorio de la Sociedad, convocó a las Asambleas Generales Extraordinarias de Tenedores de las Obligaciones Negociables Clase 4, Clase 5 y Obligación Negociable Privada a realizarse el lunes 16 de mayo para considerar la aceptación o rechazo de la propuesta de acuerdo preventivo de acreedores de la Sociedad para dichos instrumentos.

Con fecha 3 de mayo de 2022 mediante asamblea general extraordinaria se presentó la oferta de canje y se consideró la aprobación de la emisión de las Nuevas Obligaciones Negociables Públicas a ser entregadas en canje de las Obligaciones Negociables Clase 4 y de las Obligaciones Negociables Clase 5 de la Emisora, la presentación de oferta de canje y consideración de la aprobación de la emisión de Nuevas Obligaciones Negociables sin oferta pública a ser entregadas en canje de las Obligaciones Negociables Privadas; y la presentación de propuestas en el marco del Concurso a los Acreedores bajo los Contratos de Préstamos. Por unanimidad se aprobó una cesión fiduciaria en garantía a fin de garantizar el pago de las Nuevas Obligaciones Negociables Públicas, las Nuevas Obligaciones Negociables Privadas y los Nuevos Préstamos, instrumentada mediante la celebración de un contrato de fideicomiso en garantía, cuyo objeto será la cesión fiduciaria en garantía y pago de determinados derechos cedidos, en los términos del artículo 1.680 del Código Civil y Comercial de la Nación, a favor de Banco de Valores S.A., en su carácter de fiduciario, y no a título personal, y en beneficio, a prorrata de sus respectivas acreencias, de los tenedores de las Nuevas Obligaciones Negociables Públicas, los acreedores bajo los Nuevos Préstamos y los tenedores de las Nuevas Obligaciones Negociables Privadas.

Los derechos cedidos comprenden:

- (i) el 100% de los derechos a cobrar y percibir cualquier suma de dinero, importe o pago en

especie, por cualquier concepto debidos y/o correspondientes a la Sociedad y/o a cualquiera de sus subsidiarias (excluyendo a las Subsidiarias de Proyecto) en relación con Operaciones de Venta de hidrocarburos

- (ii) todos los fondos y valores resultantes de las Inversiones Elegibles que fueran realizadas oportunamente por el Fiduciario con los Fondos depositados en las Cuentas Fiduciarias
- (iii) el 100% de los derechos a cobrar y percibir cualquier suma de dinero, importe o pago en especie, por cualquier concepto, incluyendo, sin limitación, (a) cualquier fondo proveniente de una o más operaciones de Disposición de Activos, (b) la cesión de los derechos y obligaciones relacionados al permiso de exploración de Agua Botada; (c) la venta del Equipo de Perforación, (d) la venta, cesión o disposición, tanto por parte de ROCH como de sus Subsidiarias, en forma total o parcial de cualquier activo, incluyendo cualquier activo por parte de ROCH y de sus Subsidiarias de derechos y/o participaciones en UTE y (e) la distribución de dividendos por parte de Subsidiarias a ROCH; excluyendo en todos los casos (a) a (d) precedentes a las Subsidiarias de Proyecto.

Asimismo, ROCH S.A. también ofreció una propuesta de acuerdo dirigida a sus acreedores no financieros.

Con fecha 6 de junio de 2022 se dictó resolución en los términos del artículo 49 de la ley 24.522 de Concursos y Quiebras por medio de la cual hace saber la existencia de un acuerdo preventivo, en atención a las conformidades prestadas por los acreedores y que se obtuvo la doble mayoría de capital y acreedores.

Con fecha 14 de julio de 2022, se dictó resolución en los términos del artículo N° 52 de la Ley N° 24.522 de Concursos y Quiebras, por medio de la cual resuelve la homologación de las propuestas de acuerdo preventivo, las cuales han tenido una aceptación del 100% de los acreedores financieros y del 80% de los acreedores comunes, que representan el 82,98% del capital de estos últimos.

Respecto de los acreedores financieros se realizaron dos propuestas:

- Propuesta A: contempla el pago del 100% de los créditos verificados y/o declarados admisibles más los intereses compensatorios devengados e impagos desde la última fecha de pago de intereses hasta la fecha de refinanciación. Se establece un pago inicial del 10% y el resto en 21 cuotas trimestrales de igual valor que devengan una tasa de interés fija del 6,5% nominal anual. El mencionado interés se paga en las mismas fechas de amortización de capital. La moneda de pago es el dólar estadounidense.
- Propuesta B: contempla el pago del 100% de los créditos verificados y/o declarados admisibles más los intereses compensatorios devengados e impagos desde la última fecha de pago de intereses hasta la fecha de refinanciación. El acreedor recibirá el equivalente en pesos que represente el valor del capital novado al tipo de cambio publicado por el BCRA mediante comunicación A 3500 a la fecha de refinanciación. Se establece un pago inicial del 10% y el resto en 21 cuotas trimestrales de igual valor que devengan una tasa de interés del 12% más a una tasa variable BCcLi (BADLAR corregida ajustada por rendimiento de LELIQ por efectivo mínimo). El mencionado interés se paga en las mismas fechas de amortización de capital. La moneda de pago es el peso.

La fecha de refinanciación se define en las propuestas como la fecha en la cual se emitan las Nuevas Obligaciones Negociables Públicas y la Nueva Obligación Negociable Privada.

Uno de los acreedores financieros, el cual representaba aproximadamente el 13% de la deuda financiera al 27 de julio de 2022 optó por la Propuesta B y el resto de los acreedores financieros optaron por la Propuesta A.

Con fecha 27 de julio de 2022 se realizó la emisión de las ON Clase 1 cuyas condiciones corresponden a la Propuesta A mencionada por un valor nominal de U\$S 16.261.578 ("las Nuevas ON Públicas") y de la ON Privada Serie 2 cuyas condiciones corresponden a la Propuesta A mencionada por un valor nominal de U\$S 3.413.694 (la "Nueva ON Privada"), configurándose ese mismo día la "Fecha de Refinanciación" mencionada previamente. Adicionalmente, se han firmado los acuerdos de conformidad con el resto de los acreedores financieros considerando las condiciones de la propuesta seleccionada por cada acreedor por un valor nominal de U\$S 5.305.180, correspondiente al Banco Ciudad y al Banco TDF, y 502.210.672, correspondiente al Banco Itaú (los "Nuevos Préstamos").

Con fecha 8 de agosto de 2022, se realizó el primer pago correspondiente al 10% del capital más los intereses devengados desde el 27 de julio de 2022 hasta la fecha de pago mencionada. Por último, con fechas 27 de septiembre, 27 de diciembre de 2022 y 27 de marzo de 2023, fueron realizados el primer, segundo y tercer pago respectivamente.

Respecto del pago a realizarse el 27 de junio de 2023, en virtud de las dificultades financieras que afronta la empresa se procedió a realizar una cancelación parcial. En ese sentido, el 30 de junio de 2023 realizó los siguientes pagos que correspondían a los pagos que debían abonarse el 27 de junio de 2023: (i) respecto a la Obligación Negociable Privada, el pago parcial de la quinta cuota de capital por U\$S 94.955,26 y el pago total en concepto de intereses correspondiente al período de devengamiento finalizado el 26 de junio de 2023 por U\$S 42.792,62; (ii) respecto a los Acuerdos con los Bancos denominados en dólares estadounidenses, el pago parcial de la quinta cuota de capital por U\$S 126.096,29 y U\$S 48.509,25, respectivamente, y el pago total en concepto de intereses correspondiente al período de devengamiento finalizado el 26 de junio de 2023 por U\$S 48,613.13 y U\$S 17.890,90, respectivamente; y (iii) respecto al Acuerdo con los Bancos denominado en pesos, el pago parcial en concepto de intereses correspondiente al período de devengamiento finalizado el 26 de junio de 2023 por \$ 41.187.005,10. Por último con respecto a las Obligaciones Negociables Clase 1, el 3 de julio de 2023 se realizó el pago parcial de la quinta cuota de capital por U\$S 551.319,63 y el pago total en concepto de intereses por U\$S 203.848,23.

- SOLICITUD DE CONSENTIMIENTOS JULIO 2023

Con fecha 6 de julio de 2023, la Sociedad anunció una solicitud de consentimiento para los tenedores de las Obligaciones Negociables Clase 1 (la "Solicitud de Consentimiento para las Obligaciones Negociables Clase 1 Julio 2023"), a quienes se les solicitó su consentimiento para (1) (a) diferir el pago del saldo pendiente de la cuota de capital correspondiente al 27 de junio de 2023 (el "Saldo de Capital Junio 2023"), a efectos de que dicho saldo se pague el 27 de diciembre de 2023; (b) diferir el pago de las cuotas de capital correspondientes a las fechas de pago que operarán el 27 de septiembre de 2023 y el 27 de diciembre de 2023 (las "Cuotas de Capital a Diferirse"), a efectos de que dichas Cuotas de Capital a Diferirse se distribuyan y paguen a prorrata en las fechas de pago que operarán desde el 27 de marzo de 2024 hasta el 27 de septiembre de 2027; (c) capitalizar, a su respectivo vencimiento, los intereses que se devenguen y adeuden por los períodos de devengamiento de intereses con vencimiento el 27 de septiembre de 2023 y el 27 de diciembre de 2023 (los "Montos Capitalizados"); (d) pagar el 27 de enero de 2024, los siguientes conceptos: (i) los Montos Capitalizados; (ii) los intereses compensatorios que se devenguen sobre los Montos Capitalizados; y (iii) los intereses moratorios derivados del pago parcial de la cuota de capital vencida el 27 de junio de 2023, que se devenguen entre tal fecha y hasta el 20 de julio de 2023; (2) dispensar (a) hasta el 1 de diciembre de 2023 (exclusive), el cumplimiento del inciso (iv) del Artículo 5.1.(a) del Contrato de Fideicomiso en Garantía y la obligación de la Sociedad de mantener un nivel de fondeo requerido conforme lo dispuesto en el Contrato de Fideicomiso en Garantía; (b) cualquier actuación de la Sociedad anterior a la fecha de la Solicitud de Consentimiento para las Obligaciones Negociables Clase 1 Julio 2023 en relación con su obligación de cubrir la deficiencia conforme lo dispuesto en el Contrato de Fideicomiso en Garantía, en los términos del Artículo 5.1.(a) del Contrato de Fideicomiso en Garantía, en relación con la cuota de capital correspondiente al 27 de junio de 2023, sin modificar la obligación de la Sociedad en materia de cobertura de deficiencia respecto de cualquier pago de servicio de deuda futuro en virtud de las Obligaciones Negociables Clase 1 (incluyendo, sin limitación, respecto del Saldo de Capital Junio 2023 a diferirse y las Cuotas de Capital a Diferirse); y (c) hasta el 5 de diciembre de 2023 (inclusive), el cumplimiento de la obligación de realizar pagos por parte del fideicomiso en garantía a los beneficiarios pari passu en base a su participación proporcional conforme lo dispuesto en el Contrato de Fideicomiso en Garantía y al Anexo H del Contrato de Fideicomiso en Garantía, y la obligación de restituir al Fiduciario los montos recibidos en exceso de dicha participación proporcional, previstas en los Artículos 2.1, 2.7, 6.3, y concordantes del Contrato de Fideicomiso en Garantía, exclusivamente a fin de posibilitar el pago a Banco Itaú Argentina S.A. a través del Fideicomiso en Garantía del saldo pendiente de la cuota de intereses correspondiente al 27 de junio de 2023 por una suma de Ps.59.901.336 más IVA, la cual será distribuida y pagadera en cuatro (4) cuotas iguales en las siguientes fechas: 5 de septiembre de 2023, 5 de octubre de 2023, 6 de noviembre de 2023 y 5 de diciembre de 2023; y (3) reformular la definición del término "Obligaciones Negociables Adicionales" del Contrato de Fideicomiso en Garantía a

fin de posibilitar la incorporación de tenedores que verificaron tardíamente sus créditos ((1), (2) y (3), en conjunto, las “Propuestas”).

Asimismo, la Sociedad solicitó el consentimiento de Banco de la Ciudad de Buenos Aires, Banco Provincia de Tierra del Fuego, Trafigura Pte. Ltd. y Banco Itaú Argentina S.A., para implementar las Propuestas en relación con sus respectivos instrumentos. Respecto al Acuerdo con Banco Itaú, también la Sociedad solicitó su consentimiento para diferir el pago del saldo pendiente de la cuota de intereses correspondiente al 27 de junio de 2023 por una suma de pesos 59.901.336 más IVA, en cuatro (4) cuotas iguales en las siguientes fechas: 5 de septiembre de 2023, 5 de octubre de 2023, 6 de noviembre de 2023 y 5 de diciembre de 2023.

Con fecha 14 de julio de 2023, la Sociedad anunció el resultado de la Solicitud de Consentimiento para las Obligaciones Negociables Clase 1 Julio 2023, por medio del cual se informó que US\$ 12.803.117 del valor nominal en circulación de las Obligaciones Negociables Clase 1 otorgaron válidamente su consentimiento para la adopción de las Propuestas, lo que representa el 78,73% del valor nominal de las Obligaciones Negociables Clase 1. Por lo tanto, se obtuvo las mayorías necesarias para aprobar las Propuestas de conformidad con lo previsto en el suplemento de las Obligaciones Negociables Clase 1.

Asimismo, en fecha 20 de julio de 2023, la Sociedad anunció el cumplimiento de todas las condiciones necesarias para que las Propuestas sean efectivas, al haberse recibido la conformidad de Banco de la Ciudad de Buenos Aires, Banco Provincia de Tierra del Fuego, Trafigura Pte. Ltd. y Banco Itaú Argentina S.A.

En virtud de dicho consentimiento el 27 de diciembre de 2023 se procedió a realizar los pagos correspondientes al saldo de capital de la cuota de junio

Con respecto al pago a realizarse el 27 de enero, la Sociedad no pudo realizar los pagos de (i) los intereses capitalizados correspondientes a los períodos de devengamiento de intereses con vencimiento el 27 de septiembre de 2023 y el 27 de diciembre de 2023 (los “Montos Capitalizados”) bajo las Obligaciones Negociables Clase 1 por una suma de U\$S 426.841,38, los intereses devengados bajo dichos Montos Capitalizados de las Obligaciones Negociables Clase 1 por una suma de U\$S 6.224,77, y los intereses moratorios devengados entre el 27 de junio de 2023 y el 20 de julio de 2023 derivados del pago parcial de la cuota de capital vencida el 27 de junio de 2023 (los “Intereses Moratorios”) de las Obligaciones Negociables Clase 1 por una suma de U\$S 307,53; (ii) los Montos Capitalizados bajo la Obligación Negociable Privada por una suma de U\$S88.845,28, los intereses devengados bajo dichos Montos Capitalizados de la Obligación Negociable Privada por una suma de U\$S1.295,66, y los Intereses Moratorios de la Obligación Negociable Privada por una suma de U\$S 106,63; (iii) los Montos Capitalizados bajo los Acuerdos con los Bancos por una suma de U\$S 100.290,66, U\$S 36.836,42 y \$297.215.424,92, respectivamente, los intereses devengados bajo dichos Montos Capitalizados de los Acuerdos con los Bancos por una suma de U\$S1.462,57, U\$S537,20 y \$72.000.682,21, respectivamente, y los Intereses Moratorios de los Acuerdos con los Bancos por una suma de U\$S83,29; U\$S26,29 y \$10.173.317,63, respectivamente.

Frente a esta situación, ROCH S.A., quien tiene perspectivas de inversión de terceros, así como de obtención de fondos a partir de un reclamo arbitral y otro juicio contra el Estado Nacional (Secretaría de Energía), se encuentra en la actualidad negociando con sus acreedores financieros una solicitud de Consentimiento para prorrogar sus pagos de deuda financiera.

Interín se obtiene tal solicitud, la Sociedad solicitó y obtuvo del Juzgado en el cual tramita su proceso concursal una medida cautelar mediante la cual autoriza al Fiduciario, excepcionalmente, por única vez y por un plazo de 45 días, a (i) transferir a la Sociedad el importe necesario para sostener su operación habitual y el pago de los cash calls mensuales obligatorios establecidos en el contrato de UTE del cual la Sociedad forma parte, y (ii) distribuir el remanente, en caso de existir, proporcionalmente entre los Beneficiarios del Fideicomiso.

- **VENTA DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN**

El día 6 de enero de 2023 la Sociedad procedió a vender el Equipo de Perforación por un monto equivalente a \$266.094.000 (los "Montos Percibidos") más el Impuesto al Valor Agregado correspondiente. Los Montos Percibidos fueron depositados en la cuenta corriente N° 3-001-0000014093-3 a nombre de Banco de Valores S.A., abierta en Banco de Valores S.A. (la "Cuenta de Banco de Valores"), de acuerdo con lo establecido en el inciso (4) del Compromiso "(i) Limitación a la Disposición de Activos" del Suplemento y los artículos 2.1. y 5.1.(d) del contrato de fideicomiso en garantía de fecha 27 de julio de 2022 celebrado entre la Sociedad, como fiduciante, el Fiduciario, los tenedores de las Obligaciones Negociables, Trafigura Pte. Ltd., Banco de la Ciudad de Buenos Aires, Banco Provincia de Tierra del Fuego y Banco Itaú Argentina S.A., todos ellos en carácter de beneficiarios (el "Contrato de Fideicomiso en Garantía"). La venta del Equipo de Perforación se realizó previa autorización otorgada en el proceso concursal de la Sociedad (el "Proceso Concursal"), mediante resoluciones de fechas 5 de diciembre de 2022 y 15 de diciembre de 2022.

- **RENUNCIA Y DESIGNACIÓN DE DIRECTORES**

Con fecha 9 de marzo de 2023, el Directorio de la Sociedad decidió aceptar las renunciaciones comunicadas oportunamente por la Sra. Iris Méndez a su cargo de Directora Titular por la Clase A y la Sra. Evelyn Soraya Chacra a su cargo de Directora Titular por la Clase C.

Al respecto, en la misma fecha, los Accionistas de la Sociedad mediante Asamblea General Extraordinaria Autoconvocada (la "Asamblea") decidieron aceptar la renuncia presentada por la Sra. Iris Méndez a su cargo de Directora Titular por la Clase "A", y de la Sra. Evelyn Soraya Chacra a su cargo de Director Suplente Clase C con fecha 8 de marzo de 2023, así como aprobar sus gestiones hasta dicha fecha.

Asimismo, y a los efectos de recomponer el Directorio de la Sociedad, la Asamblea decidió fijar en 4 (cuatro) el número de Directores Titulares, conforme lo dispone el estatuto social en su Artículo Noveno inc. (c) (iii), en atención a que los accionistas de las Clases B y C de acciones de la Sociedad optaron en esa oportunidad por no designar a ningún Director titular ni suplente; y designar, a fin de ocupar el cargo faltante por la Clase A, a la Sra. Evelyn Soraya Chacra (DNI. 32.191.836) como Directora Titular por la clase A, continuando en sus cargos los Sres. Ricardo Omar Chacra, Silvana Lorena Chacra y Javier Patricio Chacra como Directores Titulares por la clase A, y a los Sres. Julio Bravo, David Alejandro Hanono, y Jorge Luis Martínez como Directores Suplentes por la clase A.

- **SÍNTESIS DE LA ASAMBLEA GENERAL EXTRAORDINARIA (LA "ASAMBLEA") DE ROCH S.A. (LA "SOCIEDAD"), CELEBRADA EL 9 DE MARZO DE 2023**

La Asamblea General Extraordinaria celebrada el 9 de marzo de 2023, contó con la presencia de la totalidad de los accionistas, por sí o por representación, titulares del 100% del capital social y las acciones con derecho a voto.

1º) Designación de dos accionistas para confeccionar y firmar el acta de Asamblea. Por unanimidad se resolvió designar al representante de Puerto Asís S.A. y a Silvana Chacra, para firmar el acta junto con el Sr. Presidente.

2º) Tratamiento de la renuncia de la Sra. Iris Méndez. Por unanimidad se resolvió aceptar la renuncia de la Sra. Iris Méndez y aprobar su gestión.

3º) Fijación del número de directores, elección y distribución de cargos de los miembros del directorio por el plazo de un (1) ejercicio. Por unanimidad se resolvió designar a los Directores de la Sociedad por el término de un (1) ejercicio, fijando en cuatro (4) el número de Directores Titulares, y en (3) el número de Directores Suplentes. El representante de los accionistas de las Clases "B" y "C", manifestó que no designará momentáneamente ningún director titular ni suplente por dichas clases. Por las acciones de la Clase "A" se designó como Directores Titulares a los Señores: Ricardo Omar Chacra, LE 8.275.723; Silvana Lorena Chacra, DNI 26.096.214; Evelyn Soraya Chacra, DNI 32.191.836 y Javier Patricio Chacra, DNI 27.940.389; y como Directores Suplentes a los señores Julio Bravo, David Alejandro Hanono, Jorge Luis Martínez

4º) Otorgamiento de autorizaciones para inscripción del nuevo directorio. Por unanimidad se resolvió autorizar a los Sres. Juan Pablo Baiutti y/o Julieta De Ruggiero y/o Héctor Horacio Raffo y/o Carlos Daniel Molina, y/o Karina Beatriz Szpanierman y/o quienes ellos designen para que, de manera separada e indistinta puedan

realizar los trámites que resulten necesarios y/o convenientes a fin de registrar, comunicar y/u obtener la conformidad administrativa respecto de las resoluciones adoptadas por la presente Asamblea ante todos los organismos pertinentes, según corresponda, incluyendo la Comisión Nacional de Valores, Inspección General de Justicia, la Administración Federal de Ingresos Públicos, y/o cualquier otra autoridad administrativa, pudiendo firmar a tal efecto todo tipo de documentos, comunicaciones, declaraciones juradas, incluyendo la declaración jurada prevista en el artículo 36 de la Resolución N° 7/2005 de la Inspección General de Justicia ("RG7/05"), y quedando especialmente facultados para suscribir toda la documentación y dictámenes pertinentes, publicar edictos, contestar vistas, aceptar modificaciones que fueren requeridas por el organismo de contralor, y realizar demás actos que resulten necesarios a tal fin. Por último, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 11 de la RG7/05, se consignó el número de fax 4813-6565 y las siguientes direcciones de correo electrónico jbaiutti@roch.com.ar, y/o hhr@chehtmanlaw.com.ar y/o cmolina@chehtmanlaw.com.ar, operables solamente mediante servidor local, donde la Inspección General de Justicia podrá dirigirle a la Sociedad las notificaciones o comunicaciones que fueren fruto del ejercicio de sus funciones de fiscalización.

- **SÍNTESIS DE LA ASAMBLEA GENERAL ORDINARIA (LA "ASAMBLEA") DE ROCH S.A. (LA "SOCIEDAD"), CELEBRADA EL 19 DE ABRIL DE 2023**

La Asamblea General Ordinaria, celebrada el 19 de abril de 2023 a las 12:00 horas, contó con la presencia de la totalidad de los accionistas, por sí o por representación, titulares del 100% del capital social y las acciones con derecho a voto.

1º) Designación de dos accionistas para confeccionar y firmar el acta de Asamblea. Por unanimidad se resolvió designar al representante de Puerto Asís S.A. y a Silvana Chacra, para firmar el acta junto con el Sr. Presidente.

2º) Consideración de la documentación del art. 234 inc. 1 de la Ley General de Sociedades N°19.550 correspondiente al ejercicio económico N° 34 iniciado el 1º de enero y finalizado el 31 de diciembre de 2022. Por unanimidad se resolvió omitir su lectura y aprobar el Estado de Situación Financiera, el Estado de Resultados Integrales, los Estados de Evolución del Patrimonio Neto, el Estado de Flujo de Efectivo, las Notas y Anexos, y la Reseña Informativa requerida por las normas de la Comisión Nacional de Valores (las "Normas"), correspondientes al ejercicio económico N° 34, iniciado el 1º de enero y finalizado el 31 de diciembre de 2022, así como el texto de la Memoria.

3º) Tratamiento del resultado integral del ejercicio. Por unanimidad se resolvió: (i) Desafectar la Reserva Legal de la Sociedad por la suma de \$ 47.653.152; (ii) Desafectar la Reserva Facultativa de la Sociedad por la suma de \$ 825.521.647 (iii) Desafectar la cuenta de Ajuste de Prima de Emisión por la suma de \$ 4.040.324.308; (iv) Desafectar la cuenta de Prima de Emisión por la suma de \$ 146.330.495; (v) Desafectar parcialmente la cuenta de Ajuste de Capital, por la suma de \$ 567.550.362; y (vi) absorber la pérdida acumulada de ejercicios anteriores y la pérdida del ejercicio cerrado al 31 de diciembre de 2022 contra la desafectación de las cuentas del patrimonio neto antedichas.

4º) Consideración de la gestión del Directorio por el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2022. Por unanimidad se resolvió aprobar la gestión del Directorio por su desempeño durante el ejercicio económico Nro. 34, iniciado el 1 de enero y finalizado el 31 de diciembre de 2022, agradeciendo por su gestión y dejando constancia de que ha desarrollado sus funciones en forma apropiada y en un todo de acuerdo con las facultades conferidas.

5º) Consideración de la remuneración al Directorio correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2022. Por unanimidad se resolvió tomar nota y agradecer la renuncia de la totalidad de los miembros del Directorio a percibir los honorarios que pudieran corresponderles por el ejercicio de sus cargos durante el ejercicio cerrado al 31 de diciembre de 2022.

6º) Consideración de la gestión de los miembros de la Comisión Fiscalizadora por el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2022. Por unanimidad se resolvió aprobar la gestión de los miembros de la Comisión Fiscalizadora por el desempeño durante el ejercicio económico Nro. 34, iniciado el 1 de enero y finalizado el 31 de diciembre de 2022, agradeciendo por su gestión y dejando constancia de que han desarrollado sus funciones en forma apropiada y en un todo de acuerdo con las facultades conferidas.

7º) Consideración de los honorarios de los miembros de la Comisión Fiscalizadora por el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2022. Por unanimidad se resolvió aprobar honorarios para los miembros titulares de la Comisión Fiscalizadora por un monto total de \$ 10.665.422, distribuidos de la siguiente manera: (i) Hector Horacio Raffo \$ 4.418.300, (ii) Carlos Alberto Tabasco \$ 4.418.300 y (iii) Carlos Esteban Tabasco \$ 1.828.822.

8º) Fijación del número y elección de los miembros de la Comisión Fiscalizadora por el plazo de un (1) ejercicio. Por unanimidad se resolvió: fijar en tres (3) el número de miembros titulares y en uno (1) el número de miembros suplentes, y designar por un (1) ejercicio: (i) a Sr. Héctor Horacio Raffo, DNI N° 8.400.128 (como miembro Titular de la Clase A) y al Sr. Eduardo Chehtman, DNI N° 4.408.770 (como miembro Suplente por la Clase A; y (ii) Sr. Carlos Alberto Tabasco, DNI n° 7.601.684 (como miembro Titular por la Clase B) y al Sr. Esteban Tabasco, DNI 23.469.529 (como miembro Titular por la Clase C).

9º) Consideración de la designación del auditor que certificará los estados financieros del ejercicio que finalizará el 31 de diciembre de 2023, la determinación de su remuneración. Por unanimidad se resolvió: (i) designar como auditor de los estados contables correspondientes al ejercicio que finalizará el 31 de diciembre de 2023 al estudio Deloitte & Co. S.A., y en su carácter de auditores externos de esa firma, al Cdor. Fernando Gabriel del Pozo como contador titular y al Cdor. Diego Octavio De Vivo como contador suplente; (ii) fijar en la suma de \$ 15.532.581 la determinación de su remuneración por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022; (iii) que la determinación de la remuneración del auditor externo sea fijada por la Asamblea de Accionistas que considere la documentación contable anual correspondiente al ejercicio 2023, de acuerdo con lo previsto en el Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires.

10º) Otorgamiento de autorizaciones. Por unanimidad se resolvió autorizar a los Sres. Marcelo R. Tavarone, , Federico Salim, Julieta De Ruggiero, Francisco Molina Portela, Julián Razumny, Facundo González Bustamante, Nicolás Lupinucci, Beltrán Romero, Francisco Stéfano, Esteban Pablo Buján, David Hanono, Héctor Raffo, Juan Pablo Baiutti, Matias Marin y Sebastián lassogna y/o a quienes ellos expresamente designen para que, actuando indistintamente cualesquiera de ellos, realicen todas las gestiones, presentaciones, trámites, diligencias y contestaciones de vistas que resulten necesarias para la inscripción de las resoluciones adoptadas en la Asamblea General Ordinaria ante cualquier autoridad y/u organismo público o privado, incluyendo sin limitación, la Comisión Nacional de Valores, Bolsas y Mercados Argentinos S.A., la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, el Mercado Abierto Electrónico S.A., la Caja de Valores S.A., la Inspección General de Justicia y/o el Boletín Oficial de la República Argentina, pudiendo aceptar y/o rechazar las observaciones que hicieran las reparticiones intervinientes, suscribir documentos públicos y/o privados, firmar y publicar avisos de emisión y de otro tipo, impulsar los trámites, efectuar presentaciones, suministrar información, retirar copias, notificarse y efectuar notificaciones, adjuntar, desglosar, suscribir y/o inicialar toda la documentación necesaria y realizar cuantos más actos y gestiones fueran necesarios en virtud de lo resuelto por la Asamblea. Por último, se consigna el número de fax 4315-0066 y las siguientes direcciones de correo electrónico dhanono@roch.com.ar y jbaiutti@roch.com.ar operables solamente mediante servidor local, donde podrá dirigirse a la Sociedad las notificaciones o comunicaciones que fueren fruto del ejercicio de sus funciones de fiscalización.

- SENTENCIA FAVORABLE PROGRAMA PETRÓLEO PLUS.

Con fecha 21 de diciembre de 2023 la Sociedad fue notificada de la sentencia dictada a su favor por el Juzgado de primera instancia en lo Contencioso Administrativo Federal N° 11, en los autos caratulados "Roch S.A. c/ Estado Nacional, Ministerio de Energía y Minería de la Nación, Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos (ex Secretaría de Energía de la Nación) s/ Acción declarativa de derecho" (Expte. Nro.: 14815/2017), por la cual se resolvió hacer lugar a la demanda interpuesta por Roch y declaró la validez de la Nota S.E. Nro. 3310/2013 del 18 de junio de 2013 emitida por la Secretaría de Energía ("SE"), mediante la cual la SE había reconocido a la Sociedad como beneficiaria del Programa Petróleo Plus, otorgándole oportunamente un certificado de crédito fiscal por la suma total de U\$S 19.575.138,45, con el fin de incentivar la exploración y explotación de petróleo, y fomentar los proyectos de construcción y ampliación de refinerías.

Oportunamente, la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos ("SRH") (ex SE) había emitido la Nota S.R.H. Nro. 115 del 1 de febrero de 2016, cuya intención inequívoca era declarar la nulidad absoluta de la Nota S.E. Nro. 3310/2013, sin que haya mediado vicio alguno que lo justifique.

En virtud de ello, y a fin de que no se frustrara el derecho de Roch durante la tramitación de la acción declarativa de certeza, la Sociedad requirió al tribunal que dictara una medida cautelar de no innovar en virtud de la cual se dispusiera que la SRH se abstuviera de reclamar la devolución del incentivo oportunamente entregado a Roch por la SE por U\$S 14.400.000 en función de lo estipulado en el Programa Petróleo Plus, conforme lo dispuso la propia SRH mediante la Nota S.R.H. Nro. 115/2016.

Mediante la sentencia del 21 de diciembre de 2023 antes mencionada el juzgado de primera instancia declaró la validez de la Nota S.E. Nro. 3310/2016 y a la Sociedad como beneficiaria del crédito fiscal por un importe de U\$S 19.575.138, de los cuales U\$S 14.400.000 ya fueron reconocidos a Roch, quedando pendiente un saldo remanente de U\$S 5.175.138.

El proceso actualmente se encuentra apelado en segunda instancia (Sala III), a estudio de la Fiscalía. El Estado Nacional presentó el memorial fundando su apelación, y Roch respondió correspondientemente los agravios expuestos por el Estado Nacional.

A continuación, se detallan los principales trabajos realizados en el área donde la Sociedad tiene participación:

- Concesión Río Cullen – Las Violetas – La Angostura (Tierra del Fuego)

Durante el primer semestre de 2023, se continuaron con las operaciones de cambio de método de producción incorporando BES (Bombas Electro Sumergibles) en los pozos SM.a-1004 y SM.x-1002 en el yacimiento San Martín. Los resultados obtenidos fueron positivos y se prosiguió con la operación buscando la mejor configuración de la BES de manera tal de maximizar su aporte. El mayor volumen de Producción Bruta demandó una mayor logística para la disposición del agua, por lo que se ejecutaron las obras necesarias para inyectar el fluido en el mismo yacimiento quedando en funcionamiento hacia el mes de junio 2023, lo que permitió una baja considerable de los costos logísticos de producción.

En el segundo semestre se continuó con la optimización de la producción mediante la incorporación de compresores boca de pozo que permitieron incrementar la producción de gas y cumplir con los objetivos presupuestarios de la Cía. Adicionalmente se trabajó fuertemente en los costos ante el escenario de alta inflación y atraso cambiario.

Respecto de los ingresos por venta de crudo, los mismos se vieron afectados por las dificultades logísticas de disponer de los camiones necesarios para la venta de la totalidad del stock que aún se mantenía en la terminal cruz del sur de YPF. Adicionalmente, debido a la sobreoferta mundial de crudos livianos, los descuentos sobre dicho tipo de crudo se vieron incrementados en el período. Respecto del Gas, si bien los precios promedio de 2023 fueron superiores a los del año previo, el mayor volumen volcado al mercado por los productores de Vaca Muerta disminuyó notablemente los precios Spot en el segundo semestre del año.

- Agua Botada

Con fecha 5 de julio de 2023, la Sociedad firmó con la empresa Maref S.A. ("Maref") un contrato de farm-in/farm-out sobre el área Agua Botada (donde Roch posee el 88% de participación de la Unión Transitoria).

Según lo establecido en el mencionado acuerdo, y a cambio de tener la opción de participar en la Unión Transitoria, Maref invirtió USD 550.000 para realizar una fractura hidráulica en el pozo ABx-1001.

Con respecto a la fractura hidráulica realizada, si bien los ensayos preliminares habían mostrado resultados alentadores, con la puesta en producción del pozo, se observó una disminución del caudal quedando sin aporte al cabo de una semana.

6. GESTION AMBIENTAL

Las operaciones de la Sociedad se encuentran sujetas a una amplia gama de leyes y regulaciones relacionadas con los posibles impactos producidos por las actividades desarrolladas.

Estas leyes y reglamentaciones fijan estándares para determinados aspectos de la calidad ambiental, establecen penalidades y otras responsabilidades en caso de violación de dichos estándares y prevén la obligación de recomponer en determinadas circunstancias.

La sanción de los Artículos N° 41 y 43 de la Constitución Argentina, reformada en 1994, y de nuevas leyes nacionales, provinciales y municipales, ha fortalecido el marco legal del daño al medio ambiente.

La normativa aplicable aborda cuestiones ambientales, incluyendo límites de descarga, niveles guía de calidad y remediaciones de pasivos ambientales generados por la Sociedad y anteriores operadores. Asimismo, estas leyes requieren, habitualmente, el cumplimiento de reglamentaciones y permisos asociados y disponen la imposición de sanciones en caso de incumplimiento.

Adicionalmente la Sociedad se encuentra sujeta a un grupo de reglamentaciones federales y provinciales, incluyendo aquellas relativas al venteo de gas, derrames de petróleo, abandono de pozos, etc.

La descripción precedente de las principales normas ambientales argentinas es un simple resumen y no pretende ser una descripción global del marco regulatorio argentino en materia ambiental.

7. ACTIVOS DE ALTO VALOR ECONÓMICO

En el Estado de Situación Financiera de la Compañía no se computan, por las normas contables vigentes, las reservas de gas y petróleo, que representan el principal activo de la empresa.

Las reservas 2P (comprobadas y probables) estimadas al cierre del ejercicio, considerando las UTs en las que la Sociedad tiene participación, a su porcentaje, suman aproximadamente 848 mil barriles equivalentes de petróleo (BOE).

8. PERSPECTIVAS PARA EL EJERCICIO ECONÓMICO 2024

En el último trimestre de 2022 se evidenció una disminución en la producción de petróleo en el principal activo de la Sociedad lo que generó una restricción financiera en el inicio del actual ejercicio. En respuesta a dicho evento, la Sociedad decidió instalar dos bombas electrosumergibles en el yacimiento San Martín, las cuales han permitido lograr una reversión parcial de la disminución de producción. Adicionalmente se trabajó en la reducción de los costos operativos, con predominancia en los costos logísticos asociados a los incrementos de los volúmenes de agua en el yacimiento San Martín, esto en un contexto de alta inflación y apreciación cambiaria que provocó incrementos nominales generales en los costos de producción. La devaluación del peso frente al dólar de diciembre de 2023 permitirá corregir los desequilibrios generados por la apreciación cambiaria de años previos.

Por otro lado, la empresa continúa con la implementación y ejecución de proyectos que permitan fortalecer los niveles de producción. En ese marco, se han iniciado negociaciones con la Provincia de Tierra del Fuego a los efectos de obtener la prórroga de las Concesiones, lo que permitirá contar con los plazos necesarios para poder realizar inversiones necesarias para incrementar los niveles de producción fortaleciendo la posición financiera.

En este contexto, como ya se ha mencionado, la Sociedad se encuentra trabajando en alternativas que le permitan fortalecer su posición financiera de corto y largo plazo para el desarrollo de sus proyectos y hacer frente a sus deudas financieras. Con este objetivo, se está negociando con los acreedores financieros un consentimiento que permita disponer de los tiempos necesarios para viabilizar las diversas alternativas en las que se encuentra trabajando la empresa.

ROCH continuará con su política de buena performance en el de manejo del medio ambiente, seguridad e higiene mediante la implementación de campañas y políticas de mejora constantes.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 11 de marzo de 2024.

EL DIRECTORIO.