



Memoria Anual 2020

(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° 32 comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2020.

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%	Agosto/2020	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 San Enrique Petrolera S.A. (actualmente Petrolera El Trébol S.A.), D.P.G. S.A. y Sinopec S.A.

Asimismo, con fecha 5 de junio de 2019, la Sociedad suscribió el "Acuerdo de Recuperación, Preservación y Operación Transitoria Extraordinaria y Excepcional sobre el área Cerro Negro de la Provincia de Chubut" celebrado con Petrominera Chubut S.E. para la explotación transitoria y extraordinaria de hidrocarburos del área "Cerro Negro", cuyo plazo inicial fue por seis meses. Con fecha 17 de diciembre de 2019, Roch S.A. suscribió un acuerdo de prórroga, que extendió su vigencia por seis meses más (hasta el 17 de junio de 2020) o, si ocurriera primero, hasta el inicio de la explotación del Área "Cerro Negro" por Petrominera Chubut S.E., junto con el socio que será seleccionado a través del procedimiento licitatorio que se llevará a cabo para seleccionar una empresa que explote el área por un plazo mayor.

Finalmente, el 21 de mayo de 2020 Petrominera y la Sociedad celebraron un acuerdo para suspender las actividades del yacimiento, en función de la afectación de las operaciones hidrocarburíferas por la pandemia global del coronavirus y la abrupta caída de la demanda y el precio del petróleo crudo, por lo que la Sociedad entregó la operación del área a Petrominera al vencimiento de la prórroga.

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
Iris Méndez	Vicepresidente	No independiente
Ricardo Omar Chacra	Director Titular	No independiente
Iris Méndez	Directora 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)
Iris Méndez	CFO (Chief Financial Officer)
Gastón Conci	COO (Chief Operating Officer)
Silvana Lorena Chacra	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

A partir de marzo de 2020, la actividad económica local e internacional se vio afectada por los efectos derivados de la Pandemia por COVID-19 que provocaron una drástica caída de la actividad económica internacional con fuertes caídas del Producto Bruto y el comercio internacional. Esta situación tuvo un notable impacto en la demanda de combustibles y otros bienes que provocaron fuertes caídas en el precio del crudo Brent alcanzando mínimos históricos en abril de 2020.

Producto de este contexto, en el plano local, la estimación preliminar del producto interno bruto (PIB) mostró una caída de 9,9% interanual (i.a.) en el acumulado de 2020 respondiendo a la disminución de todos los componentes de la demanda: el consumo privado se contrajo 13,1% i.a., la formación bruta de capital fijo cayó 13,0% i.a. y las exportaciones, 17,7% i.a. En cuanto a las importaciones, disminuyeron 18,1% respecto de 2019. Por su parte, la tasa de desocupación, de acuerdo con la encuesta permanente de hogares (EPH) se ubicó en el 11.7% de la población económicamente activa al cierre del tercer trimestre de 2020 contra 9,7% del mismo período de 2019. Sin embargo, la significativa reducción de la tasa de actividad explica en buena medida el reducido incremento en el nivel de desempleo. Adicionalmente, respecto del empleo registrado en relación de dependencia, la implementación del programa ATP, la disposición de la prohibición de despidos sin justa causa mediante el decreto 329/2020 y posteriores y la duplicación de las indemnizaciones, así como el propio marco regulatorio que protege a estos empleos, incidieron en una reducción más limitada. La medida de prohibición de despidos se ha prorrogado hasta el 25 de abril de 2021 y la imposición de la doble indemnización hasta el 31 de diciembre de 2021.

Con respecto al nivel general de precios, la contracción en el nivel de actividad y la mayor estabilidad cambiaria posibilitaron alcanzar una inflación interanual del 36,1% durante 2020 por debajo de la inflación interanual de 2019 de 53,8%. Sin embargo, con la recuperación de la actividad económica producto de la relajación de las restricciones a la circulación, el ritmo de variación de los precios comenzó a acelerarse en los últimos meses de 2020 y principio de 2021, alcanzando en febrero de 2021 una variación interanual de 40,7%. Para 2021 los analistas participantes del Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM) en el relevamiento de febrero pronosticaron una inflación de 48,1% i.a.

Según el Banco Central de la República Argentina (BCRA), a los efectos de morigerar la suba de precios, se apuntará a convocar a sectores empresarios y sindicatos para encarar un acuerdo de precios y salarios amplio y flexible que permita coordinar las expectativas. Allí se prevé que las tarifas de los servicios públicos aumentarán en torno con el nivel general de precios y se mantendrán los programas y acuerdos de precios gubernamentales orientados a fijar precios de referencia para un conjunto de bienes de primera necesidad procurando contribuir a alinear las expectativas de inflación a los objetivos buscados y preservar el poder adquisitivo de los salarios.

Adicionalmente el BCRA mantiene un esquema de flotación administrada del tipo de cambio con el objeto de acumular reservas internacionales para garantizar la estabilidad financiera y para mantener el Tipo de Cambio real multilateral en niveles competitivos. Durante el 2020 el Peso se depreció un 40,6% alcanzando un valor a cierre del ejercicio de 84,15 ARS/US\$.

Cabe resaltar que en virtud del bajo nivel de reservas internacionales el BCRA implementó medidas que restringen las importaciones de ciertos bienes como también el acceso al mercado de cambios para ciertas operaciones como el pago de deuda corporativa. Al respecto, con fecha 15 de septiembre de 2020, el Banco Central de la República Argentina ("BCRA") dictó la Comunicación "A" 7106, la cual establece entre otras cuestiones que quienes registrasen vencimientos de capital programados entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de marzo de 2021 por emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera debían presentar ante el BCRA un plan de refinanciación en base a los criterios establecidos por dicho organismo. Adicionalmente, con fecha 25 de febrero de 2021, se dictó la Comunicación "A" 7230 que amplió hasta el 31 de diciembre de 2021 las restricciones para el acceso al mercado de cambio para el pago de vencimientos de capital. Adicionalmente, en septiembre 2020 la AFIP dispuso, mediante la RG 4815 una percepción a cuenta de los impuestos a las Ganancias y sobre los Bienes Personales del 35% para las operaciones alcanzadas por el Impuesto País.

Con respecto a la Balanza Comercial, según datos del INDEC la misma registró un superávit de 12.528 millones de dólares. El total exportado fue de 54.884 millones de dólares implicando una disminución respecto de 2019 de 15,7% y el importado de 42.356 millones de dólares, implicando una disminución de 13,8% respecto de 2019.

En el plano fiscal, según datos del Ministerio de Economía, el Sector Público Nacional registró en el ejercicio fiscal 2020 un déficit primario de \$ 1.75 mil millones (-6,5% del PIB), exhibiendo un significativo aumento respecto de 2019 (-0.4% del PBI). Incluyendo resultados financieros dicho déficit se elevó a \$2.29 mil millones (8.5% del PBI) fuertemente impactado por las medidas que implementó el Estado Nacional para hacer frente a los efectos de la pandemia y el nivel de actividad consecuente.

Por último, con respecto a la deuda pública, el 5 de febrero de 2020, el Congreso promulgó la ley 27.544 autorizando al Poder Ejecutivo, a través del Ministerio de Economía, a realizar transacciones y negociaciones con los acreedores de Argentina para restablecer la sostenibilidad de su deuda externa pública incluyendo la modificación de los montos de capital, vencimientos y pagos de intereses de los valores públicos emitidos por Argentina y regidos por la ley extranjera. Argentina emitió una oferta en el mes de abril de 2020 y el 31 de agosto se anunció que se había obtenido el consentimiento del 99,01% de los bonistas para realizar un canje. Con respecto a los bonos bajo ley argentina el 5 de abril de 2020, el Gobierno promulgó el Decreto No. 346/2020 mediante el cual difirió el pago de capital e intereses de ciertos bonos en moneda extranjera el 31 de diciembre de 2020. El 18 de agosto de 2020, Argentina ofreció a los tenedores de sus bonos en moneda extranjera regidos por ley argentina el canje de dichos bonos por nuevos, en términos que fueran equitativos a los términos ofrecidos a los tenedores de bonos regidos por ley extranjera. El 18 de septiembre de 2020, Argentina anunció que habían participado tenedores que representaban el 99,4% del monto total de capital en circulación de todas las series de bonos elegibles invitados a participar en la oferta de canje local. En virtud de dichos canjes se redujo la tasa de interés promedio y se ampliaron los vencimientos. A la fecha el Gobierno se encuentra negociando con el FMI la refinanciación de 46 mil millones de dólares con vencimientos entre 2021 y 2023.

En el plano internacional, si bien se ha observado una recuperación de los niveles de actividad en el segundo semestre de 2020, la situación actual continúa caracterizándose por una gran incertidumbre producto de los rebrotes de la pandemia, la velocidad de vacunación y la aparición de nuevas variantes más contagiosas de COVID 19. Con respecto al precio del crudo, que en abril de 2020 había alcanzado mínimos históricos, en virtud de la recuperación de la demanda que se produjo a partir del segundo semestre de 2020 y de los acuerdos alcanzados por la OPEP+, también mostró una importante recuperación, alcanzando en la actualidad niveles similares a los existentes con anterioridad a la pandemia.

4. EL MERCADO DEL GAS Y PETRÓLEO

Petróleo Crudo

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 Medanita (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 Medanita 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 Medanita 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\$ 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\$ 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\$/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\$ 45 por barril (U\$ 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.

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 (CAMMESA).

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.

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 sitúan 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 1° 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 1° 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 1° 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.

5. HECHOS RELEVANTES DEL EJERCICIO ECONÓMICO 2020

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020, la Sociedad tuvo una producción total de 434.515 BOE, que representa un promedio diario de 1.190 BOE.

- Estado de las operaciones de ROCH S.A. por la pandemia COVID-19

La Sociedad afrontó una situación inusual derivada de la pandemia COVID-19. En particular, la producción de petróleo crudo de las áreas que la Sociedad opera en la Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, en la cual se origina la mayoría de los ingresos por ventas, no pudo ser evacuada a través de exportaciones en su forma habitual. Tras la detección de dos casos positivos de COVID-19 en las instalaciones de la Terminal Gregorio en la República de Chile, la Empresa Nacional de Petróleo (ENAP) suspendió desde el 24 de marzo de 2020, las recepciones de petróleo crudo en dicha terminal. Adicionalmente, la vía de evacuación habitual del petróleo crudo utilizada por la Sociedad, la Terminal Cruz del Sur operada por YPF S.A., se encontraba fuera de servicio desde el mes de septiembre de 2019. Dicha situación se mantuvo hasta el martes 31 de agosto de 2020, fecha en la que se pudo perfeccionar la primera operación de exportación desde el incidente luego de que YPF S.A. culminara con las tareas de reparación sobre la monoboya.

Como consecuencia de la capacidad limitada de almacenamiento de petróleo crudo, la Sociedad decidió suspender su producción del yacimiento San Martín implicando disminuciones en los niveles de producción de petróleo de 92% y de gas de 8%. Las ventas de gas de la Sociedad del resto de sus yacimientos de Tierra del Fuego permanecieron ininterrumpidas en virtud de un acuerdo con Total Austral, operador de la

Terminal Marítima Río Cullen, que permitió almacenar y comercializar el condensado asociado dicha producción.

Actualmente, desde la puesta en servicio de la Terminal Cruz del Sur, la Sociedad pudo reanudar la producción del Yacimiento San Martín lo que le permitió retomar las exportaciones de manera regular y habitual.

Sin embargo, con la reapertura del yacimiento, la Sociedad sufrió una afectación operativa que generó una merma importante en la producción de petróleo durante octubre producto de un daño en la formación.

Por otro lado, por efecto de la pandemia Covid-19 y la falta de acuerdo desde marzo de 2020 sobre cuotas de producción de petróleo crudo entre los países que componen la Organización de Países Exportadores de Petróleo y Rusia provocaron una abrupta caída en el nivel de precios y de demanda del petróleo crudo y sus derivados a nivel internacional, lo cual impactó en los precios del petróleo crudo comercializados en el mercado local, cuyo nivel se determina por la paridad de exportación neta de derechos de exportación. En este sentido, el precio internacional del petróleo crudo cayó en forma significativa desde fines del mes de febrero de 2020, habiéndose alcanzado mínimos históricos en el mes de abril de 2020 con precios de U\$S 15 para el Brent y valores negativos para el WTI.

Sin embargo, el acuerdo de la OPEP Plus para realizar un recorte histórico de 10 MMbbls/d, sumado a la flexibilización de las medidas de aislamiento en el mundo, han permitido una recuperación de la demanda internacional que ha impulsado una recuperación parcial de los precios. A la fecha, los precios son aproximadamente de U\$S 62 para el Brent y de U\$S 59 para el WTI.

A fin de superar este contexto adverso, la Sociedad ha explorado distintos caminos con el objeto de priorizar la continuidad a largo plazo de la producción de petróleo crudo y el abastecimiento de gas natural, buscando minimizar la afectación de las fuentes de trabajo de la Sociedad, las relaciones comerciales con sus proveedores y clientes y sus compromisos financieros.

Cabe resaltar que la alta volatilidad que ha sufrido la economía argentina en 2019 y 2020 sumado a la pérdida de reservas del BCRA ha restringido el acceso a financiación en general, y de dólares en particular, lo que ha acortado los plazos de las financiaciones. La dificultad para prolongar los plazos de vencimiento del endeudamiento financiero se ha visto reflejado en el capital de trabajo negativo de la Sociedad. El impacto que ha tenido el Covid-19 sobre la demanda y los precios y por ende sobre la producción e ingresos de la Sociedad ha complejizado la posición financiera de corto plazo.

Es por ello que producto de todas las dificultades financieras y operativas anteriormente mencionadas, con fecha 4 de noviembre de 2020, el Directorio de la Sociedad decidió que se presente a ROCH S.A. en concurso preventivo en los términos y con los alcances previstos en la Ley de Concursos y Quiebras Ley No. 24.522 y modificatorias.

-Presentación en Concurso Preventivo

Con fecha 5 de noviembre de 2020, la Sociedad se presentó en Concurso Preventivo en los términos y con los alcances previstos en la Ley de Concursos y Quiebras Ley N° 24.522 y modificatorias cuyas causas principales son: (i) por la abrupta caída de la demanda y del precio del petróleo crudo en el mercado internacional y (ii) por las dificultades operativas derivadas de la imposibilidad de evacuar su producción por vía marítima o mediante transporte terrestre como consecuencia del estado de pandemia por la propagación del virus Covid-19 así como también por la rotura de la monoboya de la Terminal de Cruz del Sur ocurrida en septiembre de 2019 (y que fue recientemente puesta en marcha hacia septiembre de 2020).

Previamente la Sociedad había instado un proceso de reestructuración privada de pasivos, habiendo contratado los servicios profesionales de Finanzas & Gestión S.A., para que la asistiera en su empeño de optimizar sus recursos financieros y para poder mantener una estructura de capital adecuada para el desarrollo de su negocio en el largo plazo, en la inteligencia que todo ello redundaría en un mejor desempeño operacional, mantenimiento de su fuerza laboral y disponibilidad de recursos. También se llevaron a cabo (i) negociaciones con proveedores para reducir los costos operativos y un proceso de reingeniería de recursos humanos en su sede de administración central y (ii) gestiones para la emisión de las obligaciones negociables privadas y la celebración de un contrato de préstamo convertible en acciones que lamentablemente fracasaron. Asimismo, se realizaron negociaciones para emitir nuevas obligaciones

negociables por un valor de hasta US\$ 25.000.000 para ser ofrecidas en canje voluntario para el refinanciamiento de las obligaciones clases 4 y 5 de la Sociedad, las cuales también fracasaron.

Adicionalmente, la Sociedad sufrió una afectación operativa de su principal yacimiento de Tierra del Fuego que generó una merma importante en la producción de petróleo producto de un daño en la formación, que impacta negativamente en el flujo de fondos de la Sociedad y que implica una imposibilidad de pago regular de sus pasivos financieros (aún en los términos objeto de negociación).

El 30 de noviembre de 2020 se dispuso la apertura del 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.

Con fecha 21 de diciembre de 2020, se llevó a cabo la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas en la que se resolvió ratificar la presentación en concurso preventivo de la Sociedad, tal como lo exige el art. 6 de la Ley N° 24.522.

Por último, se destaca que 4 de marzo de 2021 el Juzgado interviniente resolvió autorizar a ROCH S.A. a continuar en los términos del art. 20 de la Ley 24.522 con el cumplimiento de los contratos de UTs en los que la Sociedad es operadora y/o tiene participación: UT Río Cullén, Las Violetas, La Angostura (Cuenca Austral-Provincia de Tierra del Fuego); EMMESA-ROCH S.A.- UNION TRANSITORIA DE EMPRESAS AREA: AGUA BOTADA UTE; y Cadipsa S.A., San Enrique Petrolera S.A., DPG SA UTE.

-Baja de calificación de riesgo de la Obligaciones Negociables Clases 4 y 5

El Consejo de Calificación de FIX SCR S.A. AGENTE DE CALIFICACIÓN DE RIESGO (afiliada de Fitch Ratings) bajó la calificación de las obligaciones negociables clase 4 emitidas el 18 de diciembre de 2018 por un valor nominal de US\$ 5.215.570 y clase 5 emitidas el 15 de abril de 2019 por un valor nominal de US\$ 8.000.000, a la categoría D (arg). La baja responde a que el día 3 de julio del 2020, la Sociedad incumplió con los pagos de capital e intereses de las Obligaciones Negociables Clase 4 por un valor de U\$S 5.215.570 y U\$S 146.796,56 respectivamente, tras haber finalizado el período de gracia de 15 días corridos desde la fecha de vencimiento. Asimismo, desde la fecha anteriormente señalada, la Sociedad no realizó ningún pago correspondiente a capital ni a intereses relativos a ambas clases de obligaciones negociables.

- Creación de Programa de Obligaciones Negociables

Con fecha 27 de mayo del 2020, se celebró una Asamblea General Extraordinaria que contó con la presencia de la totalidad de los accionistas titulares del 100% del capital social y las acciones con derecho a voto. En atención a que la Sociedad poseía un programa de obligaciones negociables simples no convertibles en acciones por un valor nominal de hasta U\$S 50.000.000 (o su equivalente en otras monedas), cuya creación fue autorizada por la Resolución N° 17.635 de la Comisión Nacional de Valores (la "CNV") de fecha 9 de abril de 2015, por un plazo de vigencia de cinco (5) años y cuya vigencia venció el pasado 9 de abril, por unanimidad se aprobó crear un nuevo programa de obligaciones negociables simples no convertibles en acciones en similares términos y condiciones que el anterior.

- Comunicación "A" 7106 del Banco Central de la República Argentina

Con fecha 15 de septiembre de 2020, el Banco Central de la República Argentina ("BCRA") dictó la Comunicación "A" 7106, la cual establece entre otras cuestiones que quienes registren vencimientos de capital programados entre el 15 de octubre de 2020 y el 31 de marzo de 2021 por emisiones de títulos de deuda con registro público en el país denominados en moneda extranjera deberán presentar ante el BCRA un detalle de un plan de refinanciación en base a los criterios establecidos por dicho organismo. La ON clase 5 presentaba vencimientos en dicho período.

- Renuncia y designación de Directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora – Modificación del Estatuto Social.

Con fecha 3 de noviembre de 2020, el Directorio de la Sociedad decidió aceptar las renunciaciones comunicadas oportunamente por (i) la Sra. Ivana Karina Román a su cargo de Directora Titular por la Clase C, (ii) el Sr. Milton Hahn a su cargo de Director Titular por la Clase B y el Sr. Ernesto Silvio Fernández a su cargo como Director Suplente por la Clase B y por la Clase C, y (iii) la Sra. Evelyn Soraya Chacra a su cargo de Director Suplente por la Clase A. Al respecto, la Sociedad informa que, en la misma fecha, los Accionistas de la

Sociedad mediante Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria Autoconvocada (la "Asamblea") decidieron aceptar las renunciaciones presentadas por la Sra. Ivana Karina Román a su cargo de Directora Titular por la Clase "C", por el Sr. Milton Hahn a su cargo de Director Titular por la Clase B, por el Sr. Ernesto Silvio Fernández a sus cargos de Director Suplente por la Clase B y Director Suplente por la Clase C con fecha 19 de octubre de 2020 y de la Sra. Evelyn Soraya Chacra a su cargo de Director Suplente Clase A con fecha 3 de noviembre de 2020, 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 5 (cinco) el número de Directores Titulares, conforme lo dispone el estatuto social en su Artículo Noveno inc. (c) (ii), en atención a que los accionistas de la Clase B 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 C, a la Sra. Evelyn Soraya Chacra (DNI. 32.191.836) como Director Titular por la clase C hasta concluir el mandato del director renunciante, continuando en sus cargos los Sres. Ricardo Omar Chacra, Iris Mendez, 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.

En este sentido, a fin de reflejar las decisiones mencionadas, la Asamblea resolvió reformar los artículos noveno, décimo, decimoprimer, decimosegundo y decimotercero del Estatuto Social para que (i) la dirección y administración de la Sociedad esté a cargo de un directorio integrado por un número de cuatro (4) a seis (6) directores titulares; (ii) si las acciones Clase B optaren por no designar ningún director o dicho cargo quedare vacante, entonces la Asamblea de Accionistas pueda fijar el número de directores titulares en cinco (5) miembros titulares e igual o menor número de suplentes; (iii) si las acciones Clase C optaren por no designar ningún director, o dicho cargo quedare vacante, entonces la Asamblea de Accionistas pueda fijar el número de directores titulares en cuatro (4) miembros titulares e igual o menor número de suplentes; (iv) los directores titulares y suplentes por las acciones de la Clase B y de la Clase C puedan ser designados por los titulares de dichas acciones en cualquier momento, a cuyo fin el Directorio deberá convocar a Asamblea General y Especial Ordinaria de Accionistas a tales fines dentro de los diez (10) días de serle requerido por el titular de las acciones de cualquiera de dichas clases, debiendo la misma fijar el número de directores titulares en cinco (5) o en seis (6) miembros titulares; (v) el quórum se constituya con la mayoría absoluta de los miembros que lo integren con la presencia del director designado por la Clase C de acciones en el caso en que dicho cargo no estuviere vacante, computándose la asistencia de los miembros participantes, presentes o comunicados entre sí a distancia; (vi) ciertas resoluciones deban ser adoptadas con la presencia y el voto afirmativo del director designado por la Clase C de acciones, en el caso en que dicho cargo no estuviere vacante; (vii) el Presidente del directorio o quien lo reemplace deba citar al directorio cuando lo solicite cualquiera de los directores o accionistas que representen por lo menos el cinco por ciento (5%) del capital social; (viii) el directorio designe a un Secretario a propuesta del director designado por la Clase C en el caso en que dicho cargo no estuviere vacante; (ix) en el caso en que las acciones Clase B y/o las acciones Clase C no elijan síndicos y/o sus cargos queden vacantes, dichos cargos sean ocupados por los síndicos que designen las acciones Clase A; (x) en cualquier caso, los síndicos titulares y suplentes por las acciones de la Clase B y de las acciones Clase C puedan ser designados por los titulares de dichas acciones en la Asamblea General y Especial Ordinaria de Accionistas; (xi) la Asamblea extraordinaria se constituya válidamente en segunda convocatoria con la presencia de los accionistas que representen el 30% de las acciones con derecho a voto, pudiendo la segunda convocatoria realizarse simultáneamente con la primera; y (xii) la presentación en concurso preventivo de acreedores y/o quiebra y/o acuerdo preventivo extrajudicial con respecto a la Sociedad no deban ser adoptadas, necesariamente, con la presencia y el voto afirmativo de la totalidad de las acciones de la Clase C.

Por último, los Accionistas decidieron (i) aceptar las renunciaciones presentadas oportunamente por el Sr. Gustavo Félix Arturo Penna a su cargo de Síndico Titular de la Sociedad por la Clase B, del Sr. Rubén Adrián Ramaioli a su cargo de Síndico Suplente de la Sociedad por la Clase B, del Sr. Gustavo René Chesta a su cargo de Síndico Titular de la Sociedad por la Clase C y del Sr. Gonzalo Urien Berri a su cargo de Síndico Suplente de la Sociedad por la Clase C, así como aprobar sus gestiones hasta dicha fecha; y (ii) recomponer la Comisión Fiscalizadora mediante la designación del Sr. Carlos Alberto Tabasco y el Sr. Esteban Tabasco, respectivamente, como Síndicos Titulares por las acciones Clases B y C hasta concluir el mandato de los síndicos renunciantes, es decir, hasta la oportunidad en que se celebre la asamblea anual que trate los estados contables (y demás documentación prevista en el art. 234 inc. 1° de la LGS) de la Sociedad por el ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2020.

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

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

Durante 2020, la Sociedad afrontó una situación inusual derivada de la pandemia COVID-19. En particular, la producción de petróleo de las áreas que la Sociedad opera en la Provincia de Tierra del Fuego, en la cual se origina la mayoría de los ingresos por ventas, no pudo ser evacuada a través de exportaciones en su forma habitual. Esto se debió a dos motivos, en primer lugar, la Terminal Cruz del Sur operada por YPF S.A., se encontraba fuera de servicio desde el mes de septiembre de 2019 por rotura de la monoboya. En segundo lugar, porque la Terminal Gregorio en la República de Chile de la Empresa Nacional de Petróleo (ENAP), a la cual se había derivado gran parte de la producción que se exportaba a través de YPF, suspendió desde el 24 de marzo de 2020 las recepciones de petróleo crudo en virtud de la detección de dos casos de COVID 19.

Como consecuencia de la capacidad limitada de almacenamiento de petróleo crudo, la Sociedad decidió suspender su producción del yacimiento San Martín implicando disminuciones en los niveles de producción de petróleo hasta septiembre de 2020 de 92% y de gas de 8%. Las ventas de gas de la Sociedad del resto de sus yacimientos de Tierra del Fuego permanecieron ininterrumpidas en virtud de un acuerdo con Total Austral, operador de la Terminal Marítima Río Cullen, que permitió almacenar y comercializar el condensado asociado a la producción de gas. Finalmente, el martes 31 de agosto de 2020 se pudo perfeccionar la primera operación de exportación luego de que YPF S.A. culminara con las tareas de reparación sobre la monoboya lo que permitió volver a poner en marcha el yacimiento durante el mes de septiembre.

Sin embargo, con la reapertura del yacimiento, la Sociedad sufrió una afectación operativa que generó una merma importante en la producción de petróleo producto de lo que se interpretó inicialmente como daño en la formación en el principal pozo productivo (SMx.1001). Se realizó una intervención para remover ese daño, pero el pozo afectado no volvió a los parámetros de producción iniciales. Si bien consideramos que esto no afectaría los volúmenes de reservas, se continúan los análisis para intentar recuperar los niveles de productividad.

Adicionalmente, se han realizado tareas a los efectos de viabilizar una fuerte reducción de costos operativos del yacimiento. En este sentido, se han negociado las estructuras de costos con los principales contratistas y se han redefinido tareas del personal propio. Las eficiencias logradas permitieron que en la actualidad se observe una reducción de costos operativos del 35% respecto de los costos de principios de 2020.

- Concesión Agua Botada (Mendoza)

Como parte de la evaluación de producción del pozo AB.x-1001, perforado durante 2019, se confeccionó un programa de controles de producción y mediciones dinámicas. En la primera quincena de febrero de 2020 se intervino el pozo para realizar una estimulación mediante bacheo por entre columna con sales orgánicas. Tras quedar en reposo, se reinició la evaluación de producción y medición de niveles. Al momento de inicio de la cuarentena nacional por COVID-19, el pozo se encontraba en observación de recuperación de nivel.

Paralelamente, y como parte del análisis exploratorio del Área, se avanzó en la evaluación de prospectos en los Dominios Arroyo Butaló y Pampa Amarilla. En el primero de los casos, se consideró la probabilidad de un desarrollo con producción primaria y secundaria por analogía con la estructura cercana Loma Alta Sur, proceso exitoso llevado adelante por YPF. Para el Dominio Pampa Amarilla se concluyeron los estudios en conjunto con científicos de la Universidad de Oslo para la determinación y mapeo del halo de deformación por la intrusión subsuperficial de un cuerpo lacolítico en el extremo oriental del Área, con deformación y fracturamiento de cuerpos calcáreos de las Fm Chachao y Huitrín.

La interpretación realizada con la sísmica 3D registrada, ha permitido profundizar el conocimiento del subsuelo en el área, confirmando el modelo estructural con la presencia de atractivas estructuras geológicas aún no perforadas por los pozos existentes.

Por otro lado, mediante Decisión Administrativa N°12, el 18 de agosto de 2020 la Dirección de Hidrocarburos de la Provincia de Mendoza suspendió los plazos del primer período del permiso de exploración otorgado sobre el área por el término de un año calendario. En consecuencia, se prorrogó al día 20 de agosto de 2021, la fecha de finalización del primer período exploratorio.

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 Nº 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) al cierre del ejercicio, considerando las UTs en las que la Compañía tiene participación, a su porcentaje, suman aproximadamente 2.6 millones de barriles equivalentes de petróleo (BOE).

8. PERSPECTIVAS PARA EL EJERCICIO ECONÓMICO 2020

Para el ejercicio 2021 la Sociedad continuará con el desarrollo del potencial en sus yacimientos en Tierra del Fuego mediante tareas prospectivas a los efectos de incrementar su base de reservas y producción. Asimismo, continuará con su política de optimización de procesos operativos a los efectos de mejorar la performance de la empresa.

La recuperación de los precios internacionales de petróleo producto de una mejora en la demanda como así también la recuperación de los precios domésticos de gas natural, posibilitará a la sociedad paulatinamente recomponer su balance y flujo de fondos.

Le empresa seguirá con una estricta disciplina en la aplicación de capital, focalizándose en inversiones que permitan una mejora en el corto plazo de su flujo de fondos mediante la incorporación de producción. En este sentido, la empresa prevé poner en operaciones la planta de procesamiento de crudo del yacimiento San Martín durante el primer semestre del año 2021.

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, 31 de marzo de 2021.

EL DIRECTORIO.