



# Memoria Anual 2021

## (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° 33 comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2021.

### 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<br>(Prov. Tierra del Fuego) | 27,33%        | Agosto/2026 | Roch S.A. | Explotación y exploración |
| Agua Botada (Prov. Mendoza)                                       | 88%           | Agosto/2023 | 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.

### 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:

| <b>Nombre y Apellido</b> | <b>Cargo</b>      | <b>Carácter de Independencia</b> |
|--------------------------|-------------------|----------------------------------|
| 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:

| <b>Nombre y Apellido</b> | <b>Cargo</b>                  |
|--------------------------|-------------------------------|
| Gustavo Albrecht         | CEO (Chief Executive Officer) |
| Iris Mendez              | 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:

| <b>Nombre y Apellido</b> | <b>Cargo</b>                 |
|--------------------------|------------------------------|
| Héctor Horacio Raffo     | Síndico Titular (Presidente) |
| Carlos Alberto Tabasco   | Síndico Titular              |
| Esteban Tabasco          | Síndico Titular              |
| Eduardo Chehtman         | Síndico Suplente             |

### **3. CONTEXTO MACROECONÓMICO**

Durante 2021, la actividad económica local e internacional transitó una recuperación gradual de 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 recuperación tuvo impacto en la demanda de combustibles y otros bienes provocando incrementos en el precio del crudo. Adicionalmente, se observaron interrupciones en las cadenas globales de suministros provocando cierta desaceleración en la recuperación económica en el segundo semestre del año. Recientemente el precio del crudo Brent ha superado los 100 U\$S/BBL impactado por el conflicto entre Rusia y Ucrania.

En el plano local, la estimación preliminar del producto interno bruto (PIB) en el tercer trimestre de 2021 mostró crecimiento de 11,9% interanual (i.a.). Dentro de la demanda, la formación bruta de capital experimentó un incremento de 21,2% i.a. y las exportaciones de bienes y servicios reales, 18,8% i.a. En cuanto a las importaciones de bienes y servicios reales, se incrementaron 26,2% respecto de 2020. Por su parte, la tasa de desocupación, de acuerdo al INDEC se ubicó en el 8,2% de la población económicamente activa al cierre del tercer trimestre de 2021 contra 11,7% al cierre de 2020. Cabe resaltar que durante 2021 siguieron vigentes las disposiciones referidas a la prohibición de despidos sin justa causa implementada mediante el decreto 329/2020 y posteriores y la duplicación de las indemnizaciones. Sin embargo, mediante el decreto de Necesidad y Urgencia N°886/2021 para los casos de despido sin justa causa hasta el 30 de junio de 2022, la trabajadora o el trabajador afectado tendrá derecho a percibir, además de la indemnización correspondiente de conformidad con la legislación aplicable, un incremento equivalente al 75% del monto de la misma desde el 1 de enero de 2022 y hasta el 28 de febrero de 2022, del 50% a partir del 1 de marzo de 2022 y hasta el 30 de abril de 2022, y del 25% desde el 1 de mayo de 2022 y hasta el 30 de junio de 2022.

Con respecto al nivel general de precios, con la recuperación económica, en 2021 se registró una inflación interanual del 50,9% por sobre la inflación interanual de 2020 de 36,1%. 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. Estos niveles de inflación se concretaron a pesar de que el tipo de cambio se depreció un 22,1% y que las tarifas de los servicios públicos se incrementaron por debajo de la inflación, profundizando el deterioro de sus precios relativos.

Según el Banco Central de la República Argentina (BCRA), a los efectos de morigerar la suba de precios, se seguirá apuntando a programas de precios máximos de venta al consumidor y 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.

En este sentido, el BCRA mantuvo un esquema de flotación administrada observándose una apreciación del Tipo de Cambio real multilateral. Durante el 2020 el Peso se depreció un 22,1% alcanzando un valor a cierre del ejercicio de 102,72 ARS/U\$S.

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. Adicionalmente, con respecto a la deuda soberana, luego del canje de la deuda extranjera realizado a fines de 2020 que obtuvo una adhesión de aproximadamente 99%, se iniciaron las negociaciones con el FMI a efectos de reestructurar el acuerdo Stand By celebrado en 2018. Al respecto, durante el segundo semestre de 2021 se intensificaron las negociaciones para renegociar los términos del acuerdo. El 28 de enero de 2022, el presidente Alberto Fernández anunció un acuerdo con el FMI para reemplazar el préstamo de 2018 por otro programa de facilidades extendidas, cuya aprobación por parte del Congreso de la Nación y del directorio del FMI se encuentra pendiente a la fecha. Asimismo, el Gobierno Nacional entabló conversaciones con el Club de París para renegociar su deuda con dicho organismo, por el vencimiento establecido para el 30 de mayo de 2021 por un total de U\$S 2.300 millones, que tenía un período de gracia de 60 días. Con fecha 23 de junio, el ministro de Economía Martín Guzmán anunció que el Gobierno Nacional alcanzó un acuerdo con el Club de París para evitar caer en default el 31 de julio de 2021 y poder seguir renegociando hasta el 31 de marzo de 2022. Debido a dicho acuerdo, el Gobierno Argentino pagó U\$S 430 millones, a cuenta del capital de la deuda total, en dos partes: el 31 de julio de 2021 y el 28 de febrero de 2022. Respecto de los intereses

devengados y no pagados, serán incluidos en la renegociación que se estima alcanzar antes del 31 de marzo de 2022.

Con fecha 24 de junio de 2021, MSCI Inc. (Morgan Stanley Capital International) anunció la reclasificación de Argentina a la categoría standalone market o mercado independiente con efectos a partir de noviembre del 2021, quedándose así excluido de los índices del MSCI

Con respecto a la Balanza Comercial, según datos del INDEC la misma registró un superávit de 14.750 millones de dólares. El total exportado fue de 77.934 millones de dólares implicando un incremento respecto de 2020 de 42% y el importado de 63.184 millones de dólares, implicando un incremento de 49,2%% respecto de 2020.

En el plano fiscal, según datos del Ministerio de Economía, el Sector Público Nacional registró en el ejercicio fiscal 2021 un déficit primario de \$ 1.407 mil millones (3% del PIB), exhibiendo una disminución respecto de 2020 (-6.4% del PIB). Incluyendo resultados financieros dicho déficit se elevó a \$2.09 mil millones (4,5% del PIB). Esto se ha dado en virtud de un incremento de los ingresos totales del 87,3% i.a., impulsado por los tributos provenientes del comercio exterior, la seguridad social y la actividad económica, mientras que las erogaciones se incrementaron un 77% i.a.

En el plano internacional, se han comenzado a observar cambios en la política monetaria global respondiendo a una inflación creciente. La misma se explica a partir de descalces de oferta, el aumento del precio de las materias primas, principalmente las energéticas; todo ello en un contexto de medidas de apoyo monetario tomadas desde marzo del año pasado. La economía global se recupera, pero de manera dispar entre países avanzados y en desarrollo, y con una inflación creciente. Por una parte, ello reduce el espacio de política monetaria y fiscal con que cuentan estos últimos países para continuar dando impulso a la recuperación. Por otra, la reacción de política monetaria de los países avanzados podría “derramar” negativamente sobre el resto del mundo a través de condiciones financieras menos favorables: mayores tasas de interés, apreciación global del dólar y su eventual impacto sobre los flujos de capitales y los precios de las materias primas.

#### **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 Medanita 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 Medaniito 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 Medaniito 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 (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.

## **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 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.

## **5. HECHOS RELEVANTES DEL EJERCICIO ECONÓMICO 2021**

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, la Sociedad tuvo una producción total de 453.861 BOE, que representa un promedio diario de 1.243 BOE.

### ***- Presentación en concurso preventivo de acreedores***

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 (“LCQ”) y modificatorias. 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 (ver adicionalmente nota 8 a los presentes estados financieros intermedios condensados).

Con fecha 7 de octubre de 2021 la Sra. Juez que entiende en el proceso concursal de la Sociedad (autos caratulados “ROCH S.A. s/CONCURSO PREVENTIVO” (Expte. N° 11.545/2020), dictó resolución en los términos del art. 36 de la Ley de Concursos y Quiebras Nro. 24.522 por medio de la cual el juzgado revolió declarar verificados y admisibles ciertos créditos contra la Sociedad, entre los cuales se encuentra el crédito originado en virtud de la emisión de las obligaciones negociables simples Clase 4 emitidas el 18 de diciembre de 2018 por un valor nominal original de U\$S 5.215.570 y el crédito originado en virtud de la emisión de las obligaciones negociables simples Clase 5 emitidas el 15 de abril de 2019 por un valor nominal original de U\$S 8.000.000; cuya extensión ha quedado definida en dicha resolución.

A la fecha de los presentes estados financieros, se encuentra finalizado el período de verificación tempestiva de créditos (art. 32 LCQ) y el período de observaciones. A su vez, se encuentra presentado el informe general (art. 39 LCQ) y se dictó resolución en los términos del artículo 42 LCQ por medio de la cual se resolvieron las categorías de los acreedores. Asimismo, el juzgado estableció que: (i) el período de exclusividad vencerá el día 20 de mayo de 2022; y (ii) la audiencia informativa tendrá lugar el día 13 de mayo de 2022.

- **Síntesis de la Asamblea General Ordinaria (la "Asamblea") de Roch S.A. (la "Sociedad"), celebrada el 20 de abril de 2021.**

La Asamblea General Ordinaria celebrada el 20 de abril de 2021, 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 Sr. Javier Patricio Chacra y al Sr. Ernesto Silvio Fernández, en representación de PUERTO ASIS ARGENTINA S.A., 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° 32 iniciado el 1º de enero y finalizado el 31 de diciembre de 2020.** 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° 32, iniciado el 1º de enero y finalizado el 31 de diciembre de 2020, así como el texto de la Memoria.

**3º) Tratamiento del resultado integral del ejercicio.** Por unanimidad se resolvió trasladar la pérdida contabilizada al próximo ejercicio, ya que, las pérdidas acumuladas registradas por la Sociedad al 31 de diciembre de 2020 y 2019 insumían más del 50% del capital social y del ajuste de capital. Por esa razón, si bien la Sociedad ha quedado comprendida en el causal de reducción obligatoria de capital previsto en el art. 206 de la Ley General de Sociedades N° 19.550, la aplicación del citado artículo ha sido suspendida hasta el 31 de diciembre de 2020 por la Ley N° 27.541 de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de la Emergencia Pública, publicada en el Boletín Oficial de la República Argentina el 23 de diciembre de 2019. Adicionalmente, mediante el Decreto N° 167/2021, publicado el 11 de marzo de 2021, se prorrogó dicha suspensión hasta el día 31 de diciembre de 2021.

**4º) Consideración de la gestión del Directorio por el ejercicio en consideración.** Por unanimidad se resolvió aprobar la gestión del Directorio por su desempeño durante el ejercicio económico Nro. 32, iniciado el 1 de enero y finalizado el 31 de diciembre de 2020, 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 32 de diciembre de 2020.** Por unanimidad se resolvió aceptar la renuncia de las Sras. Directora Ivana Karina Román y Evelyn Chacra, y los Sres. Milton Hahn y Ernesto Fernández a los honorarios que pudieran corresponderles por las labores desempeñadas durante el ejercicio cerrado al 31 de diciembre de 2020, y pagar honorarios por la suma total de 50.000, la cual será distribuida de la siguiente manera: (i) Ricardo Omar Chacra: \$12.500; (ii) Iris Mendez: \$12.500; (iii) Javier Patricio Chacra: \$12.500; y (iv) Silvana Lorena Chacra: \$12.500.

**6º) Consideración de la gestión de los miembros de la Comisión Fiscalizadora por el ejercicio en consideración.** Por unanimidad se resolvió aprobar la gestión de la Comisión Fiscalizadora por su desempeño durante el ejercicio económico Nro. 32, iniciado el 1 de enero y finalizado el 31 de diciembre de 2020, 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.

**7º) Consideración de los honorarios de los miembros de la Comisión Fiscalizadora por el ejercicio en consideración.** Por unanimidad se resolvió aprobar honorarios por un monto total de \$1.699.513, distribuidos de la siguiente manera: (i) Héctor Horacio Raffo: \$713.373; (ii) Carlos Alberto Tabasco: \$713.373, y (iii) Carlos Esteban Tabasco: \$272.767.

**8º) Fijación del número, elección y distribución de cargos de los miembros del Directorio por el plazo de un (1) ejercicio.** Por unanimidad se resolvió: (i) fijar en cinco (5) el número de Directores Titulares, y en tres (3) el número de Directores Suplentes; y (ii) designar como Directores Titulares por la Clase A a los Sres. Ricardo Omar Chacra; Iris Méndez, Silvana Lorena Chacra, y Javier Patricio Chacra; Directores Suplentes por la Clase A a los Sres. Sres. Julio Bravo, David Alejandro Hanono, y Jorge Luis Martínez; Director Titular por la Clase C a la Sra. Evelyn Chacra.

**9º) 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. Sr. Carlos Alberto Tabasco, DNI n° 7.601.684 (como miembro Titular por la Clase B) y al Sr. Carlos Esteban Tabasco, DNI 23.469.529 (como miembro Titular por la Clase C).

**10º) Consideración de la designación del auditor que certificará los estados financieros del ejercicio que finalizará el 31 de diciembre de 2021, 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 2021 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. Guillermo Daniel Cohen como contador suplente; (ii) fijar en \$4.860.000 la determinación de su remuneración por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020.

**11º) 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 Lombardi, Santiago Marina, Manuel Brizuela, Micaela Palomo, Camila Colosimo, Corina Dabini, David Hanono, Fernanda Olivieri, Sebastián Maggio, Matias Marin y Sebastián Iassogna 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.

#### **- Banco de la Ciudad de Buenos Aires / Intimación de pago y citación de remate**

En el marco de los autos caratulados “Banco de la Ciudad de Buenos Aires c/ Roch S.A. s/ Ejecución hipotecaria” (Expte. N°21280/2021), el juzgado libró un mandamiento de intimación de pago a, y una citación de remate para oponer excepciones, bajo apercibimiento de llevar adelante la ejecución de un inmueble hipotecado de la Sociedad.

Para más información, se hace saber que el Banco de la Ciudad de Buenos Aires posee una garantía hipotecaria sobre las unidades funcionales número 18, 19, 20, 21, 22, 31, 32 y 33 ubicadas en el tercer subsuelo de Av. Eduardo Madero 1014 y 1020, y la unidad funcional número 257 ubicada en el piso 21 del mismo domicilio, que pertenecen a la Sociedad.

Si bien se han producido avances en la negociación con los acreedores de la Sociedad para superar su concurso preventivo, este proceso individual del Banco de la Ciudad de Buenos Aires es un movimiento habitual en acreedores con garantía real.. No obstante, la Sociedad informa que, en el marco de su proceso de concurso preventivo, continuará las negociaciones con esa entidad, enmarcando su actuación dentro de las previsiones de la Ley de Concursos y Quiebras Nro. 24.522 (LCQ). Si bien la Sociedad confía que tales negociaciones arribarán a buen puerto, efectuará en su caso –siempre dentro del marco de la LCQ- las peticiones que entienda corresponder en resguardo del inmueble.

#### **- Permiso de exploración Agua Botada**

Con respecto al permiso de exploración del área Agua Botada, dicho permiso venció el 20 de agosto de 2021. Asimismo, el 15 de febrero de 2022, la provincia de Mendoza otorgó a “EMESA-ROCH S.A. AREA AGUA BOTADA UTE” un Lote de Evaluación sobre la superficie del área Agua Botada por el término de 24 meses a contar desde la fecha finalización del primer periodo de exploración, finalizando el mismo el 21 de agosto de 2023.

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

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

Durante la primera parte del año 2021 se estabilizaron los niveles de producción de petróleo y gas y se continuaron las tareas a efectos de consolidar la baja de costos operativos del yacimiento. Adicionalmente, se ha observado una fuerte recuperación de los precios de petróleo y gas, lo que ha permitido una mejora en el resultado operativo. El precio del petróleo que en febrero de 2022 había alcanzado los 90 U\$/bbl, ha superado recientemente los 120 U\$/bbl por el conflicto entre Rusia y Ucrania.

Por otro lado, a principios de noviembre se detectó producción de agua en el pozo SM.a.1002. En virtud de dicho evento, se procedió a hacer una reducción del caudal total de producción mediante la colocación de un orificio en la línea de producción del pozo, posibilitando que se mantuviera el porcentaje de agua.

Adicionalmente, se ha contratado a Quintana Well Pro para la perforación de 2 pozos, uno en el yacimiento San Martín, y otro en el yacimiento Las Violetas, con el objetivo de desarrollar reservas de petróleo y aumentar la producción. A la fecha el equipo ha comenzado la perforación del primer pozo.

## **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) estimadas al cierre del ejercicio, considerando las UTs en las que la Compañía tiene participación, a su porcentaje, suman aproximadamente 1.8 millones de barriles equivalentes de petróleo (BOE).

## **8. PERSPECTIVAS PARA EL EJERCICIO ECONÓMICO 2022**

En el año 2022 la empresa seguirá con la implementación y ejecución de proyectos de desarrollo 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 la perforación en el primer semestre del año de dos pozos de desarrollo. El primer pozo en el yacimiento San Martín en donde hemos identificado

un objetivo de desarrollo y en segundo lugar la perforación de un pozo horizontal en el yacimiento Las Violetas que permitirá el desarrollo futuro del yacimiento que involucrará la perforación de 10 pozos adicionales. Ambos proyectos tienen por objetivo incrementar la producción de petróleo de la empresa. Asimismo, la empresa pondrá en operaciones la planta de procesamiento de crudo ubicada en el yacimiento San Martín durante el primer trimestre del año 2022 lo que permitirá procesar volúmenes incrementales de petróleo provenientes de los dos proyectos mencionados precedentemente. Todo esto en el marco de un escenario de precios de petróleo al alza en el mercado internacional que, sumados al incremento del precio del gas en el mercado doméstico, posibilitará a la sociedad paulatinamente recomponer su balance y flujo de fondos.

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, 10 de marzo de 2022.

**EL DIRECTORIO.**