



Memoria Anual 2018

(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° 30 comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2018.

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, Santa Cruz 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)	20,28%	Agosto/2026	Roch S.A.	Explotación y exploración
Chorrillos – Palermo Aike – Campo Bremen– Moy Aike – Océano (Prov. Santa Cruz)	30%	Abril/2026	Roch S.A.	Explotación y exploración
Agua Botada (Prov. Mendoza)	88%	Agosto/2019	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 de la Comisión Nacional de Valores.

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 seis directores titulares y cinco directores suplentes a causa del fallecimiento del Sr. Roberto Antonio Vila durante el presente ejercicio. 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
Milton Hahn	Director Titular	No independiente
Ivana Karina Román	Directora Titular	No independiente
Julio César Bravo	Director Suplente	No independiente
Evelyn Soraya Chacra	Directora Suplente	No independiente
Jorge Luis Martínez	Director Suplente	No independiente
Ernesto Silvio Fernández	Director Suplente	No independiente

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

Nombre y Apellido	Cargo
Iris Méndez	Vicepresidente de Administración y Finanzas
Juan Carlos Rodríguez	Vicepresidente de Exploración y Producción
Silvana Lorena Chacra	Gerente 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 y tres suplentes 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)
Gustavo Félix Arturo Penna	Síndico Titular
Gustavo René Chesta	Síndico Titular
Eduardo Chehtman	Síndico Suplente
Rubén Adrián Ramaioli	Síndico Suplente
Gonzalo Urien Berri	Síndico Suplente

3. CONTEXTO MACROECONÓMICO

En materia económica, el año 2018 culminó con importantes desvíos respecto de las expectativas que existían a fines del 2017. En virtud de condiciones económicas y financieras internas, como también por el endurecimiento de las condiciones financieras internacionales se vivenció a partir de abril una fuerte inestabilidad monetaria que repercutió fuertemente en la economía. El Peso argentino que al 31 de diciembre de 2017 cotizaba a 18,649 \$/U\$S sufrió una devaluación del 102% para ubicarse en 37,70 \$/U\$S al cierre de ejercicio. Asociado a esta volatilidad la inflación alcanzó niveles record (47,6%) y la actividad económica se desplomó. En este contexto Argentina debió recurrir al Fondo Monetario Internacional que el 20 de junio de 2018 aprobó un acuerdo en el marco de un Acuerdo Stand-By de tres años por USD 50.000 millones (equivalente a DEG 35.379 millones, o alrededor de 1.110% de la cuota de Argentina en el FMI). Dicho acuerdo debió ser revisado en septiembre, lo que implicó que los recursos del FMI para Argentina en 2018-19 aumentasen en USD 19.000 millones por lo que un total de U\$S 56.300 millones estarían a disposición a lo largo del plazo del programa hasta 2021.

En el plano internacional, el incremento de los rendimientos de los bonos de Estados Unidos dificultó el acceso a los mercados internacionales a los países emergentes y en particular a los que presentaban mayores vulnerabilidades como Argentina. Adicionalmente, si bien se estima que la expansión de la economía mundial fue de 3,7%, dicha expansión se ha debilitado en el segundo semestre por diversos factores entre los que se destaca la creciente tensión comercial entre Estados Unidos y China. En este contexto, se ha observado una alta volatilidad de los precios de materias primas (en particular el petróleo) durante el mes de agosto.

En el plano local, según el Estimador Mensual de Actividad Económica (EMAE), difundido por el INDEC, durante 2018 la actividad disminuyó 7%. Dicha caída se acentuó en el segundo semestre del año.

La tasa de desocupación, de acuerdo con la encuesta permanente de hogares (EPH) se ubicó en el 9% de la población económicamente activa al cierre del tercer trimestre de 2018, registrando un incremento estadísticamente significativo en la tasa de desocupación respecto al tercer trimestre del año 2017.

Con respecto al nivel general de precios, 2018 registró la tasa de inflación más elevada desde el año 1991 cuando la variación de precios fue del 84%. En particular, el Índice de Precios al Consumidor (IPC) del INDEC reflejó un incremento interanual del 47,6% y el índice de precios Internos al por mayor (IPIM) un incremento interanual del 73,5%. Según el Informe de política monetaria del BCRA tomando en cuenta los rezagos con los que opera la política monetaria y las subas ya anunciadas de tarifas de servicios públicos (concentradas mayormente durante la primera parte de 2019) se prevé que el proceso de desinflación sea paulatino. De acuerdo al Relevamiento de Expectativas del Mercado (REM) de enero los analistas de mercado esperaban una inflación para 2019 de 29%.

En este contexto el BCRA desde el 1° de octubre de 2018 instrumentó el nuevo régimen de política monetaria en el que se comprometió a no incrementar la base monetaria hasta junio de 2019, con excepción de los meses de diciembre de 2018 y junio de 2019 cuando se verifica un aumento de la demanda de dinero. Dicha instrumentación es llevada a cabo mediante la subasta diaria de Letras de Liquidez (LELIQ) con las entidades bancarias. La tasa de interés promedio de las LELIQ se ubicó en 73,5% anual a comienzos de octubre de 2018, y fue descendiendo hasta 50.22% a comienzos de marzo de 2019.

En el esquema de política monetaria vigente, el objetivo de base monetaria se complementa con la definición de zonas de intervención y no intervención cambiaria para el tipo de cambio. La zona de no intervención cambiaria quedó definida el 1° de octubre de 2018 para un tipo de cambio de 34 pesos por dólar en el límite inferior y 44 pesos por dólar en el superior. Estos límites se ajustaron diariamente a una tasa de 3% mensual en el último trimestre de 2018, y se están ajustando a una tasa de 2% mensual en el primer trimestre de 2019. Por encima de la zona de no intervención, el BCRA puede realizar ventas de moneda extranjera por hasta 150 millones de dólares diarios, generando una contracción monetaria adicional en momentos de mayor debilidad del peso. De manera opuesta, el BCRA puede realizar compras de moneda extranjera cuando el peso se aprecia y se ubica debajo de la zona de no intervención. Dentro de esta zona, el tipo de cambio fluctúa libremente. En el último trimestre del año pasado, el tipo de cambio operó dentro de la zona de no intervención, aunque acercándose al límite inferior de la misma a medida que se recuperaba la demanda de pesos.

Adicionalmente, a mediados de agosto del año pasado el Banco Central anunció un programa de cancelación de LEBAC. Estos pasivos de la autoridad monetaria habían estado en el centro de la escena en la turbulencia cambiaria iniciada en abril. De acuerdo al BCRA la fuente de inestabilidad de la demanda

de estos instrumentos residía en que podían ser adquiridos por no residentes (que manejan posiciones a corto plazo muy grandes con relación al tamaño del mercado financiero doméstico) y por tenedores domésticos que no fueran bancos (también sensibles a los cambios en las decisiones de portafolio).

El stock de LEBAC se había formado a raíz de la esterilización del financiamiento monetario llegando a ubicarse en torno al billón de pesos en julio de 2018 (8% del PIB). El proceso de desarme abarcó cinco licitaciones y culminó el 18 de diciembre. El total de pasivos remunerados en pesos (pases netos, LEBAC, LELIQ y NOCOM) cayó de \$1.078.553 millones a \$700.998 millones entre el 14 de agosto y el 18 de diciembre.

Con respecto a la Balanza Comercial, según datos del INDEC la misma fue deficitaria en 3.820 millones de dólares. El total exportado fue de 61.621 millones de dólares con un aumento respecto de 2017 de 5,1% y el importado de 65.441 millones de dólares, implicando una caída de 2,2% respecto de 2017. Cabe destacar que a partir de septiembre de 2018 se observó una reversión del saldo negativo de cuenta corriente.

En el plano fiscal, según datos del Ministerio de Hacienda, el Sector Público Nacional registró en el ejercicio fiscal 2018 un déficit primario sin rentas financieras de \$339.0 mil millones (2.4% del PBI), que en conjunto con los pagos de las aplicaciones financieras destinados al Programa de Inversiones Prioritarias sumaron \$374.2 mil millones cumpliendo con la meta fijada con el FMI para el programa de Stand by vigente. Este resultado representó una disminución de 1.4 p.p. respecto del déficit de 2017.

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 Medanito (precio de referencia del mercado local) a 67,50 U\$/bbl. Dicho acuerdo se mantuvo vigente hasta el mes de julio de 2016 inclusive. Desde el mes de agosto de 2016 se aplicó un descuento de aproximadamente 2% mensual, llegando al mes de octubre con un precio para el crudo tipo Medanito de 63.50 U\$/bbl el cual se mantuvo hasta diciembre de 2016.

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

En otro rden, mediante el Decreto 793/2018 del 3 de septiembre de 2018 se crean los Derechos de exportación del 12% con tope de 4 \$/usd 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 MMusd.

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, remando vigencia dicha noma, 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 ENARSA. Las Bases entraron en vigencia a partir del 1° de enero de 2018 y tienen como objetivo asegurar el abastecimiento de la demanda ininterrumpible, liberando de dicho compromiso a los pequeños y medianos productores, y establecieron un sendero de precios hasta el 31 de diciembre de 2019, en donde 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 \$/usd 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 MMusd.

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.

Asimismo, caídas las bases y condiciones, la SGE instruyó mediante Resolución de la Secretaria 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.

MARCO REGULATORIO DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS EN ARGENTINA

Con fecha 31 de octubre de 2014 se publicó en el Boletín Oficial, el texto de la ley N° 27.007 (la “Nueva Ley de Hidrocarburos”), que modifica a la Ley de Hidrocarburos N° 17.319 (la “Ley de Hidrocarburos”) y entró en vigencia el 8 de noviembre de 2014.

La Nueva Ley de Hidrocarburos estableció varios cambios en la Ley de Hidrocarburos, entre los cuales se encuentran la modificación del Plazo Básico de los permisos de exploración, el cual se compone (en función de la modificación efectuada) de 2 períodos básicos de 3 años cada uno y un período de prórroga de 5 años. A su vez, para el caso del Plazo Básico de los permisos de exploración de objetivo no convencional, se establecen 2 períodos básicos de 4 años y un período de prórroga de 5 años. Será necesario cumplir con todas las obligaciones para pasar al segundo periodo exploratorio y luego del segundo periodo exploratorio se deberá restituir el 50% del área exploratoria. En el caso de exploraciones en la plataforma continental y el mar territorial, cada uno de los períodos en que se subdivide cada Plazo Básico, puede ser incrementado en 1 año.

Por otra parte, se eliminó la prohibición de ser titular simultáneamente, y de manera directa o indirecta, de más de 5 permisos de exploración o 5 concesiones de explotación.

Las concesiones de explotaciones no convencionales se regulan independientemente de las convencionales, pudiéndose requerir, por parte de los concesionarios, la subdivisión del área existente en nuevas áreas de explotación no convencional y el otorgamiento, para cada una de éstas, de la correspondiente concesión de explotación.

Asimismo, los titulares de una concesión de explotación no convencional, que a su vez sean titulares de una concesión de explotación adyacente y preexistente a la primera, podrán solicitar la unificación de ambas áreas como una única concesión de explotación no convencional (la cual deberá tener como objetivo principal la explotación no convencional de hidrocarburos, no obstante que el titular de aquella podrá desarrollar actividades complementarias de explotación convencional de hidrocarburos) siempre que se demostre fehacientemente la continuidad geológica de dichas áreas. La concesión correspondiente al área oportunamente concesionada y no afectada a la nueva concesión de explotación no convencional seguirá vigente por los plazos y en las condiciones previamente existentes.

Los plazos de concesión serán de 25 años para las explotaciones convencionales, 35 años para las no convencionales y 30 años en plataforma continental, todos ellos prorrogables por 10 años siempre que se hayan cumplido con las obligaciones correspondientes, estén produciendo hidrocarburos en esa área y presenten un plan de inversión consistente. La autoridad de aplicación podrá cobrar un bono de prórroga. La Ley N° 27.007 no prevé límites a las cantidades de prórrogas que el concesionario puede solicitar.

Las regalías serán el único mecanismo de ingreso sobre la producción de hidrocarburos las cuales serán, a nivel provincial, de un 12%, con posibilidad de sumar hasta un 3% en la primera prórroga de la concesión (previendo la ley un tope de 18% para las siguientes prórrogas). En las explotaciones no convencionales se podrá fijar un adicional de 3%. En los casos de las concesiones de explotación en la plataforma continental y el mar territorial, corresponderá el pago de una regalía total que no podrá superar el dieciocho por ciento (18%). El poder ejecutivo nacional o provincial podrá reducir las regalías en caso de concesiones no convencionales y se prohíbe al Estado el establecimiento de futuras áreas reservadas para sus entidades o empresas.

Además de lo expuesto, la ley prevé que la autoridad de aplicación (nacional o provincial, según donde se encuentre ubicada la concesión) podrá establecer para las prórrogas de concesiones de explotación, el pago de un bono de prórroga cuyo monto máximo será igual a la resultante de multiplicar las reservas comprobadas remanentes al final del período de vigencia de la concesión por el dos por ciento (2%) del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los dos (2) años anteriores al momento del otorgamiento de la prórroga.

La secretaría de Energía de la Nación será la titular de los permisos de exploración y de concesiones de explotación sobre la totalidad de las áreas marítimas nacionales (quitándole este poder a ENARSA). Los contratos acordados con ENARSA podrán ser renegociados por el Poder Ejecutivo Nacional.

Por último, cabe señalar que, en línea con lo previsto en el Decreto N° 929/13, la Ley N° 27.007 establece un régimen de promoción de la actividad hidrocarburífera. Así, se dispone que el Estado Nacional incorporará al Régimen de Promoción de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos, creado mediante el decreto

mencionado, a los proyectos que impliquen la realización de una inversión directa en moneda extranjera no inferior a doscientos cincuenta millones de dólares estadounidenses (U\$S 250.000.000) calculada al momento de la presentación del “Proyecto de Inversión para la Explotación de Hidrocarburos” y a ser invertidos durante los primeros tres (3) años del proyecto. Los beneficios previstos en dicho decreto se reconocerán a partir del tercer año contado desde la puesta en ejecución de los respectivos proyectos.

El porcentaje de hidrocarburos respecto del cual se aplicarán los beneficios previstos en los artículos 6 y 7 del Decreto N° 929/13, será el siguiente: a) Explotación Convencional: veinte por ciento (20%), b) Explotación No Convencional: veinte por ciento (20%), c) Explotación costa afuera: sesenta por ciento (60%).

Los proyectos que se presenten deberán ser aprobados por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas. Los titulares de dicho proyecto aprobado deberán efectuar los siguientes aportes a la provincia en la cual se llevará a cabo el proyecto: a) Dos coma cinco por ciento (2,5%) del monto de inversión inicial del proyecto, dirigido a Responsabilidad Social Empresaria; b) Un monto a ser determinado por la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, en función de la magnitud y el alcance del proyecto de inversión para financiar obras de infraestructura en las provincias productoras, a ser aportado por el Estado nacional.

Por otro lado, mediante el Decreto N° 13/2015, fue modificada la Ley de Ministerios y se creó el Ministerio de Energía y Minería.

De acuerdo con la norma citada, el Ministerio de Energía y Minería tenía facultades para definir y cumplir con los objetivos y las políticas con respecto a todos los asuntos relacionados con la energía y la minería, incluidos los hidrocarburos, de conformidad con las leyes y reglamentaciones aplicables. Específicamente, el decreto establece que dicho ministerio tiene la facultad de regular, promover y supervisar la actividad hidrocarburífera en nombre del Gobierno Federal, conforme a la Ley N° 27.007.

El 29 de diciembre de 2015, a través del Decreto N° 272/2015 se disolvió la Comisión, cuyas funciones y facultades fueron asumidas por el Ministerio de Energía y Minería. A este último se le encomendó llevar a cabo una revisión integral de las reglas que rigen los requisitos de inscripción y presentación de información aplicables a empresas que se desempeñan en el sector de hidrocarburos. Las empresas que operan en el sector de hidrocarburos de Argentina están obligadas a presentar información técnica, cuantitativa y/o económica ante el Ministerio de Energía y Minería, la cual se utiliza para evaluar el desempeño del sector.

Por otra parte, mediante Resolución N° 31/2016, el Ministerio de Energía y Minería le ordenó a ENARGAS llevar a cabo una revisión integral de las tarifas vigentes en el mercado de gas natural con relación a las licencias. Se estipuló que el proceso de revisión debía concluirse dentro de un año a partir del dictado de la resolución.

Esta medida implicó un fuerte aumento en las boletas de gas a pagar por los usuarios, lo cual derivó en diversos amparos realizados por usuarios y asociaciones de usuarios y consumidores que fueron concentrados en una sola acción colectiva por la Sala II de la Cámara Federal de la Plata en la causa “Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ Amparo colectivo”. Luego del fallo de Cámara que suspendió la vigencia de dichas resoluciones por haber sido dictadas sin audiencias públicas previas, el Gobierno Nacional apeló la sentencia y la Corte Suprema de Justicia de la Nación falló el día 18 de agosto de 2016, confirmando el fallo de Cámara.

En consecuencia, el ENARGAS convocó a audiencias públicas para el día 16 de septiembre de 2016 mediante el dictado de la Resolución N° 3957/2016. El 7 de octubre de 2016 se publicaron en el Boletín Oficial las resoluciones del ENARGAS que tuvieron por objeto declarar la validez de la Audiencia Pública celebrada durante septiembre de 2016 y que aprobaron con vigencia a partir del mismo 7 de octubre los nuevos cuadros tarifarios de las empresas prestatarias de los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural.

Ese mismo día, se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 212/E2016 del Ministerio de Energía y Minería, mediante la cual se actualizaron los nuevos cuadros tarifarios del servicio de gas natural luego de la Audiencia Pública que se desarrolló entre el 16 y el 18 de septiembre de 2016 convocada tras el fallo de la Corte antes mencionado. Además, la Resolución N° 212:

- Determinó los nuevos Precios en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para el gas natural.

- Estableció porcentajes máximos de aumento para los precios de gas en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte respecto a la factura emitida al mismo usuario con relación al mismo período de facturación correspondiente al año anterior.
- Mantuvo la tarifa social para la protección a los sectores socioeconómicamente más vulnerables e incentiva el uso responsable y eficiente de los recursos con una bonificación para aquellos usuarios que tuvieran un ahorro del 15% o más en su consumo, comparado con el del año anterior.
- Fijó los nuevos Precios del Gas Propano destinados a la distribución de Gas Propano Indiluido por redes. Asimismo, para aquellos usuarios Residenciales que registraron un ahorro del 15% o más con respecto al mismo período del año 2015, se estableció una bonificación.
- A través de sus considerandos, expresa que se implementarán ajustes por porcentajes fijos en los meses de abril y octubre de cada año, hasta llegar a la eliminación total de los subsidios en el año 2019, momento en el cual se prevé alcanzar los precios de mercado.

La Resolución N° 212/E/2016 instruyó al ENARGAS a que, sobre la base de la situación económico-financiera de las empresas Licenciatarias y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral, aplicara una adecuación de las tarifas de transición vigentes de los Servicios Públicos de Transporte y Distribución de Gas Natural.

Por medio de la Resolución N° 212-E/16 también se instruyó a la Secretaría de Recursos Hidrocarbúferos a elaborar semestralmente y elevar a dicho Ministerio para su aprobación la propuesta de precios en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte correspondiente a cada semestre.

En el año 2017, mediante la Resolución 29-E/2017, el Ministerio de Energía y Minería de la Nación convocó a audiencia pública para el día 10 de marzo del 2017 a fin de considerar los nuevos precios del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte y del gas propano destinados a la distribución de gas propano indiluido por redes, con vigencia semestral prevista a partir del 1 de abril de 2017, en base al sendero de reducción gradual de subsidios considerado en la Resolución N° 212-E/2016.

Posteriormente, con fecha 30 de marzo del 2017 el Ministerio de Energía y Minería de la Nación dictó la Resolución N° 74-E/2017 mediante la cual: (i) se dictaminaron los nuevos precios en el punto de ingreso al sistema de transporte para el gas natural; (ii) se dictaminaron los nuevos precios en el punto de ingreso al sistema de transporte bonificados para los usuarios residenciales de gas natural que registren un ahorro en su consumo igual o superior al 15%; (iii) se dictaminaron los nuevos precios del Gas Propano destinados a la distribución de Gas Propano Indiluido por redes en \$ 1.267/Tn para los usuarios Residenciales y Servicio General P1 y P2, y \$ 2.832/Tn para los usuarios Servicio General P3; y (iv) se dictaminaron el nuevo Precio del Gas Propano destinado a la distribución de Gas Propano Indiluido por redes indicado en el artículo anterior, para aquellos usuarios Residenciales que registren un ahorro en su consumo igual o superior al 15% con respecto al mismo período del año 2015.

Asimismo, mediante la Resolución 400-E/2017, el Ministerio de Energía y Minería de la Nación convocó a audiencia pública a fin de considerar los nuevos precios del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte y del gas propano destinado a la distribución de gas propano indiluido por redes. La audiencia pública fue llevada a cabo en forma conjunta con la audiencia pública convocada por el ENARGAS mediante Resolución N° 74/2017.

A través de la Resolución 104/2018 de fecha 21 de agosto de 2018 del Ministerio de Energía se estableció el procedimiento para obtener la autorización de exportación de Gas Natural. Mediante la Resolución SGE 9/2018 se modifica el mencionado procedimiento, adecuando algunos requisitos y términos allí establecidos, de manera de agilizar el cumplimiento de los objetivos buscados.

Por otro lado, mediante el Decreto 1049/2018 de fecha 13 de noviembre de 2018 se exceptúan de lo dispuesto en el primer párrafo del artículo 1° del Decreto N° 751 del 15 de mayo de 2012 y su modificatorio, a las actividades relacionadas con la producción de gas y petróleo que se detallan en el Anexo a esa norma, vinculadas con nuevos emprendimientos hidrocarbúferos.

Por último, mediante Decreto 801/2018 se quitó el rango de Ministerio y se creó mediante decreto 802/2018 la Secretaría de Energía dependiente del Ministerio de Hacienda.

5. HECHOS RELEVANTES DEL EJERCICIO ECONÓMICO 2018

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018, la Sociedad tuvo una producción total de 1.023.727 BOE, que representa un promedio diario de 2.804 BOE.

- Asamblea General Ordinaria

Con fecha 7 de marzo de 2018, el Directorio de la Sociedad convocó a Asamblea General Ordinaria para el día 5 de abril, la cual se desarrolló de manera normal, dando cumplimiento a todos los puntos del orden del día establecidos en la convocatoria.

- Emisión de acciones

Con fecha 2 de julio de 2018, fueron emitidos los títulos correspondientes a cada accionista de acuerdo con lo determinado en la Asamblea General Ordinaria de fecha 27 de diciembre de 2017. Dichas acciones fueron emitidas discriminando cada clase según el siguiente detalle: (a) Acciones clase "A": 23.835.500 acciones; (b) Acciones clase "B": 4.372.192 acciones; y (c) Acciones clase "C": 7.660.254 acciones.

- Derecho de Acrecer en Unión Transitoria de Empresas "Rio Cullen" - "Las Violetas" - "La Angostura"

En el marco del derecho de compra preferente sobre la participación y los derechos de concesión en la Unión Transitoria de Empresas "Rio Cullen" - "Las Violetas" - "La Angostura" (la "UTE"), con fecha 22 de noviembre de 2017 Apco Argentina S.A. y Apco Oil & Gas International Inc., accionistas de Apco Austral S.A. (hoy denominada St. Patrick Oil & Gas S.A., "St. Patrick"), comunicaron a la Sociedad y al resto de las empresas integrantes de la UTE, la intención de venta de sus acciones de Apco Austral S.A.

La Sociedad atribuyó a St. Patrick, Apco Argentina S.A. y Apco Oil & Gas International Inc. (las "Demandadas") no haber dado pleno cumplimiento con los deberes impuestos en el contrato de la UTE (el "Contrato de UTE") para el ejercicio del derecho de compra preferente y por lo tanto señaló a las Demandadas que debían abstenerse de realizar la operación de venta hasta que se concretara el cumplimiento de las obligaciones allí asumidas.

Ante la negativa de las Demandadas, la Sociedad inició una acción judicial con el objeto de que se dicte una medida de no innovar y se ordene a las Demandadas, en su carácter de accionistas de St. Patrick, que se abstengan de realizar cualquier operación que tenga por finalidad transferir sus participaciones accionarias en St. Patrick. Con fecha 22 de febrero de 2018, la Sociedad fue notificada del dictado de la medida de no innovar.

Con fecha 9 de marzo de 2018, conforme lo previsto en el Contrato de UTE, la Sociedad inició un arbitraje contra las Demandadas a los efectos de resolver la controversia existente. Con posterioridad, Pluspetrol Resources Corporation fue incluida como parte demandada por haber adquirido de Apco Argentina S.A. y Apco Oil & Gas International Inc. la totalidad de las acciones de St. Patrick.

Asimismo, el 18 de mayo de 2018, la Sociedad fue notificada de una resolución judicial de la Sala D de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Comercial que estableció: (i) rechazar las apelaciones interpuestas por las partes; y (ii) sustituir la medida cautelar de no innovar por una medida de anotación en litis, ordenando su inscripción en el libro de Registro de Acciones de Apco Austral S.A. (hoy denominada St. Patrick) y ante la Secretaría de Hidrocarburos de la Provincia de Tierra del Fuego.

Por otro lado, el 5 de diciembre de 2018, el tribunal arbitral, por unanimidad, hizo lugar a la demanda iniciada por la Sociedad y, en consecuencia, declaró que las Demandadas incumplieron el procedimiento previsto en la cláusula 12.1.G del contrato de UTE (derecho de compra preferente sobre la participación y los derechos de concesión de la UTE), y ordenó a las Demandadas dar cumplimiento a la cláusula antes descripta.

El 17 de enero de 2019, St. Patrick notificó a la Sociedad y las demás partes del Contrato de UTE su intención de venta de su participación y los derechos de concesión de la UTE. Con fecha 15 de febrero de 2019, la Sociedad ha ejercido el derecho de preferencia previsto en el Contrato de UTE sobre la

participación de St. Patrick que actualmente representa el 25,7796% del Contrato UTE y los derechos de concesión vinculados.

Por último, con fecha 19 de febrero de 2019, la Sociedad fue informada que las otras partes del contrato de UTE han ejercido sus respectivos derechos de preferencia. En consecuencia, la Sociedad llevará adelante el proceso para instrumentar el respectivo contrato de transferencia previsto en el contrato de UTE para incrementar su participación en un 7,05%.

- Petróleo Plus. Prórroga de medida cautelar

Con fecha 8 de junio de 2018, el juzgado Contencioso Administrativo Federal N° 11, ante quien tramitan los autos “ROCH S.A. c/ ESTADO NACIONAL, MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA DE LA NACIÓN, SECRETARÍA DE RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS (EX SECRETARÍA DE ENERGÍA DE LA NACIÓN) s/ ACCIÓN MERE DECLARATIVA DE DERECHO” y “ESTADO NACIONAL /MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA c/ ROCH S.A. s/ INHIBITORIA”, prorrogó la validez de la medida cautelar oportunamente dictada en diciembre de 2017 por la Justicia Federal a favor de la Sociedad por el termino de seis meses adicionales. La parte demandada ha apelado la resolución.

- Préstamos con el Banco de la Ciudad de Buenos Aires

Con fecha 22 de enero de 2018 la Sociedad, como prestataria, celebró un contrato de préstamo con el Banco de la Ciudad de Buenos Aires por la suma de U\$S 1.000.000 que fue garantizado mediante derecho real de hipoteca en segundo grado de privilegio sobre el edificio ubicado en Av. Eduardo Madero 1020 piso 21, por el monto total del préstamo. El plazo del mismo fue estipulado en 24 cuotas, mensuales y consecutivas calculadas mediante el sistema francés, devengando un interés del 3% T.N.A.

Asimismo, con fecha 17 de mayo de 2018 la Sociedad celebró un nuevo contrato de préstamo con el Banco de la Ciudad de Buenos Aires por la suma de U\$S 1.000.000 que fue garantizado mediante la cesión en garantía de los derechos de cobro hasta un ciento veinte por ciento del préstamo, de la facturación correspondiente a Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (“CAMMESA”). El plazo del mismo fue estipulado en 24 meses y devengando un interés a tasa LIBOR más 500 puntos básicos. El vencimiento del capital fue pactado en dos cuotas de U\$S 500.000 cada una, venciendo la primera de ellas el 20 de mayo de 2019 y la segunda el 18 de mayo de 2020.

-Prefinanciación de exportaciones

Con fecha 20 de septiembre de 2018 la Sociedad firmó un contrato de préstamo por U\$S 500.000 con el Banco de Inversión y Comercio Exterior (“BICE”) con destino exclusivo de prefinanciación de exportaciones. El plazo del mismo se estipuló en ciento ochenta (180) días corridos con una tasa de interés fija del 6,50% nominal anual. El capital y los intereses serán pagaderos al vencimiento del plazo, es decir, el día 19 de marzo de 2019.

- Emisión Obligaciones Negociables no convertibles en acciones Clase 4

Con fecha 18 de diciembre de 2018 se realizó la emisión de Obligaciones Negociables Clase 4 (“ON Clase 4”) por U\$S 5.215.570 que devenga una tasa de interés del 9,65% anual a ser cancelada en un solo pago el 18 de junio de 2020. Los intereses serán pagaderos trimestralmente a partir del 18 de marzo de 2019.

Cabe destacar que de los U\$S 5.215.570 correspondientes a la emisión de las ON Clase 4, U\$S 4.443.070 corresponden al canje de las ON Clase 3, por lo que se obtuvieron U\$S 772.500.

- Emisión de Obligaciones Negociables simples no convertibles en acciones sin oferta pública

Con fecha 13 de diciembre de 2018 la Sociedad emitió obligaciones negociables simples, no convertibles en acciones, sin oferta pública y colocadas en forma privada, emitidas de conformidad con la Ley de Obligaciones Negociables N° 23.576 y modificatorias, por un valor nominal de U\$S 5.000.000 (dólares estadounidenses cinco millones), con vencimiento el 13 de junio de 2020 a una tasa de interés LIBOR más un margen equivalente al 6,5% nominal anual.

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

La irrupción del descubrimiento de petróleo de la Serie Tobífera efectuado en la concesión Angostura ha dinamizado eficientemente el círculo virtuoso de la industria, en el que se generan nuevos ciclos de estudio, investigación, inversión y desarrollo. Sin duda, esto ha renovado el compromiso de inversión que el consorcio ha tenido y tiene respecto a estas concesiones en la Provincia de Tierra del Fuego.

Durante este año se ha evaluado profundamente el comportamiento productivo del pozo descubridor SM.x-1001, a la vez que se puso en marcha el pozo de avanzada SM.x-1002. La producción de petróleo del Bloque San Martín se ha ido incrementando durante el año en la medida que se fueron resolviendo los problemas logísticos para el transporte del crudo, alcanzando en diciembre un promedio de 749 m3/d (un 650% mayor que la producción del mes anterior al inicio del pozo descubridor).

Durante marzo se pondrá en marcha el otro pozo de avanzada perforado en el bloque, SM.a-1003.

En virtud de los excelentes resultados obtenidos en este Bloque se ha trazado un programa de trabajos y evaluaciones que se han ido cumpliendo durante el 2018 y el primer trimestre de 2019 de modo de dimensionar un plan de desarrollo que se realimentará de los resultados que se obtengan. Se prevé perforar en el Bloque a fines del año 2019.

Respecto de los resultados obtenidos, el pozo SM.x-1001 de la formación Tobífera, completado exitosamente durante 2017, continúa produciendo sin declinar desde su puesta en marcha con un volumen actual 360 m3/d de petróleo de 34 API con 0,3% de agua, y 22.000 m3/d de gas, registrando una producción acumulada de 152.063 m3 a finales del mes de febrero de 2019. Cabe resaltar que la producción de este pozo supera a cualquier pozo de shale oil perforado hasta el momento y se configura como el descubrimiento petrolífero más importante de la Cuenca Austral en décadas.

El pozo SM.a-1002 continúa produciendo sin declinar desde su puesta en marcha con un volumen actual 330 m3/d de petróleo de 34 API con 0,3% de agua, y 21.000 m3/d de gas, registrando una producción acumulada de 62.247 m3 a finales del mes de febrero de 2019.

En virtud del sustancial incremento de la producción registrada, se iniciaron los trabajos tendientes a dotar a los yacimientos de las instalaciones de superficie necesarias. En particular, ya se tendió un gasoducto y se construyeron las instalaciones de acondicionamiento y compresión para la conexión de gas al sistema que permitió inyectar el gas en la red comercial y se está trabajando en el tendido de oleductos y construcción de plantas con el objeto de optimizar la logística de transportes, reduciendo sensiblemente los costos de operación e incrementar la capacidad de los yacimientos para continuar con las inversiones de perforación y evaluación en el Bloque.

Por otro lado, durante el año se terminó la perforación del tercer pozo programado en esa campaña, el pozo exploratorio llamado LR.x-1001 en el prospecto Laguna Redonda, cuyo objetivo es incrementar la producción de gas de los yacimientos. La terminación del pozo fue iniciada pero no pudo ser completada y se espera efectuar una fracturación hidráulica de la formación Springhill durante el mes de marzo de 2019.

Adicionalmente, el descubrimiento de un yacimiento de petróleo en la Serie Tobífera de excelentes productividades como es el San Martín, nos indujo a revisar nuestros trabajos anteriores y orientar gran parte de nuestros esfuerzos actuales en evaluar todo lo relacionado con esta formación.

Como resultado de este cambio de visión, durante el año fue efectuado un trabajo de completación de un pozo en el Yacimiento Los Flamencos Este (LFE-1004) donde se ha ensayado y conectado el sistema de acondicionamiento y venta, una importante producción de gas y condensado, provenientes de dicho reservorio. Este descubrimiento de gas en Tobífera, se suma al de petróleo en San Martín y nos alienta en gran medida para reestudiar, estudiar y evaluar todos los prospectos de Tobífera similares que se identifiquen en estas concesiones.

Específicamente, durante este año 2019 en nuestras concesiones de Tierra del Fuego nos concentraremos en continuar con la evaluación y delimitación del yacimiento San Martín mediante la ejecución de nuevos estudios y evaluaciones de Geología, Geofísica y Reservorios y la perforación de uno o dos pozos de avanzada o estudio.

Por otra parte, se espera efectuar la intervención para fracturación en Tobífera de pozos de Los Flamencos terminados solamente en la formación Springhill. Todos estos proyectos están enfocados en evaluar potenciales proyectos de gas en la formación Tobífera.

- Concesión Chorrillos – Palermo Aike – Campo Bremen– Moy Aike – Océano (Santa Cruz)

Durante el primer trimestre de 2018, se efectuó la terminación del pozo CN-1007, el cual se conectó al sistema de captación, produciendo volúmenes acordes con las expectativas previstas.

Por otro lado, se ha completado la ejecución de la campaña de seis Work Over (“WO”) denominados exploratorios, que sirven para evaluar y delimitar los registros exploratorios en estudio. Las primeras dos intervenciones, el EDL-3 y MAK-5 fueron productivos, y el primero de ellos, se encuentra conectado al sistema de producción. Se están evaluando las alternativas para monetizar la producción ensayada en el pozo MAK-5. Un tercer pozo en la concesión Palermo Aike, MAY.x-1, se ensayó con un caudal de 50.000 m³/d de gas. Este pozo afianza el prospecto exploratorio definido en la zona denominada Campo Límite, de esa concesión, previsto perforar durante el segundo trimestre de 2019.

A la fecha, se está completando la ingeniería para conectar este yacimiento con un yacimiento vecino en Chile distante 1.800 metros del pozo. Asimismo, se han iniciado los trámites necesarios para aprobar la ejecución de las obras requeridas para la conexión y los trámites relacionadas con la exportación del hidrocarburo. De esa forma, a mediados de 2019 se prevé el inicio de la inyección y consecuente comercialización del gas proveniente de este pozo.

Finalmente, se prevé una campaña de perforación, aun no confirmada por la disponibilidad de equipos de perforación en la zona, consistente en el pozo exploratorio de Campo Límite y, entre uno a tres pozos de desarrollo adicionales, con el propósito de incrementar la producción de las concesiones y evaluar planes de desarrollo futuros.

- Concesión Agua Botada (Mendoza)

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.

Durante el año se ha evaluado una de esas estructuras geológicas mediante la perforación del pozo exploratorio denominado LCe.x-1002, que se encuentra en la zona Los Cerrillos, con múltiples formaciones objetivo. El pozo evidenció hidrocarburos de interés en todas las formaciones atravesadas y fue ensayado en los reservorios de la formación Chachao, de excelentes rendimientos en pozos vecinos y con buenos indicios de productividad en el mismo. También fueron evaluadas la formación Precuyano, los intrusivos de Vaca Muerta y la formación Lotena con una fractura hidráulica.

El pozo fue puesto en marcha de estos reservorios a modo de ensayo y a la fecha su economicidad se encuentra en evaluación.

De los estudios efectuados restan investigar tres prospectos geológicos, el de Agua Botada, mejorando la posición del pozo descubridor, Pampa Amarilla y Arroyo Butaló, que se insinúa como una extensión de la vecina estructura Norte de Loma Alta de YPF, que ha demostrado producciones interesantes.

6. GESTION AMBIENTAL

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

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

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

La normativa aplicable aborda cuestiones ambientales, incluyendo límites de descarga, niveles guía de

calidad y remediaciones de pasivos ambientales generados por la Sociedad y anteriores operadores. Asimismo, estas leyes requieren, habitualmente, el cumplimiento de reglamentaciones y permisos asociados y disponen la imposición de sanciones en caso de incumplimiento.

La Sociedad está sujeta además, 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 9.7 millones de barriles equivalentes de petróleo (BOE).

8. PERSPECTIVAS PARA EL EJERCICIO ECONÓMICO 2019

Las expectativas generadas en 2017 en virtud del descubrimiento realizado en la Provincia de Tierra del Fuego se vieron confirmadas tanto por la performance del pozo descubridor como por los desarrollos ulteriores que se realizaron en las áreas.

El incremento en la producción de crudo (650% respecto del mes anterior al descubrimiento) y los resultados obtenidos en gas, han permitido dinamizar el desarrollo del área generando grandes expectativas respecto del potencial de la formación Tobífera. Esto se ha visto reflejado en una mejora sustancial de los resultados operativos de la Sociedad y de sus ratios financieros.

El fallo arbitral que permitió el ejercicio del derecho a acrecer la participación en esta unidad de negocio permitirá incrementar la participación en un activo con excelentes resultados e importantes perspectivas de crecimiento futuro.

En este contexto, existe un marcado optimismo respecto de los resultados operativos y financieros de la Sociedad para 2019.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 7 de marzo de 2019.

EL DIRECTORIO.