

Por todo ello las Partes Acuerdan:

PRIMERO: Ejercicio de Derechos Políticos. A efectos de garantizar el cumplimiento de los objetivos de la Ley 26.741, el Poder Ejecutivo Nacional, por sí, o a través del organismo que designe, ejercerá los derechos políticos sobre la totalidad de las acciones de YPF Sociedad Anónima, sujetas a expropiación hasta tanto se perfeccione la cesión a las provincias integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI) de los derechos políticos y económicos correspondientes a las referidas acciones.

SEGUNDO: Transferencia Equitativa de Acciones. Las Provincias aceptarán que la transferencia del cuarenta y nueve por ciento (49%) de las acciones a expropiar se realice en función de los niveles de producción actual y las reservas de interés que YPF S.A. posea en cada uno de sus territorios por su ubicación geográfica y consideran equitativa y satisfactoria para cada una los porcentajes expresados conforme el cuadro anexo número 1 que se adjunta.

TERCERO: Condiciones de la Cesión. El Estado Nacional y cada una de las Provincias suscribirán sendos acuerdos específicos para reglar las condiciones definitivas de la cesión de las acciones correspondientes propendiendo a la concreción del objetivo prioritario de la ley 26.741, cual es el autoabastecimiento de hidrocarburos, el fortalecimiento de YPF S.A como empresa estratégica y su administración conforme las mejores prácticas de la industria y del gobierno corporativo, preservando el interés de sus accionistas, generando valor a través de una gestión profesionalizada.

Se buscará también, en el marco de incrementar la inclusión social, garantizar el crecimiento, el empleo, la preservación de un ambiente sano y el pleno respeto al derecho imprescriptible e inalienable de las provincias a la obtención de regalías por los recursos naturales enclavados en su territorio.

En tales acuerdos se reglarán las condiciones específicas, tales como la reversión de áreas, la renovación de concesiones, el otorgamiento de nuevas áreas, el establecimiento para la compañía de la primera opción en bloques de exploración revertidos a otras operadoras y en nuevos bloques, así como las condiciones para la exploración y la explotación de nuevos bloques con reservas no convencionales.

CUARTO: Sindicación de Acciones: A fin de articular la relación entre el Estado Nacional y las Provincias de conformidad con lo previsto en la Ley 26.741, las partes se comprometen a celebrar un pacto de sindicación de acciones que establezca la manera de ejercer los derechos políticos que las acciones sindicadas les conferirán, con miras a armonizar la gestión de YPF Sociedad Anónima, el cual contemplará entre otras cuestiones lo siguiente:

1. Vigencia del convenio de sindicación de acciones. El convenio se celebrará por el plazo mínimo de cincuenta (50) años desde la fecha de su celebración.
2. Directorio de YPF Sociedad Anónima. El Estado Nacional y los Estados provinciales integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI) se obligarán a votar en cada Asamblea Ordinaria de accionistas a la que le corresponda tratar la elección de autoridades, de tal manera que se designen directores en el Directorio de YPF Sociedad Anónima de la siguiente forma:
 - 2.1. El plazo de mandato de los Directores será de un (1) año.
 - 2.2. Al Estado Nacional le corresponderá proponer seis (6) directores titulares e igual número de suplentes.
Dentro de esta propuesta, el Estado Nacional incluirá un Director en representación de los trabajadores de la empresa y su suplente estableciendo un mecanismo que permita que se sucedan cada seis meses.
 - 2.3. Los Estados provinciales integrantes de la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI) propondrán cinco (5) directores titulares e igual número de suplentes, de la siguiente manera:
 - 2.3.1. Cuatro (4) directores titulares e igual número de suplentes: serán propuestos un titular y un suplente por cada uno de los cuatro (4) Estados provinciales con mayores niveles de producción de hidrocarburos y de reservas comprobadas (Mendoza, Neuquén, Chubut y Santa Cruz) con mandato por un (1) año; y
 - 2.3.2. Un (1) director titular y un (1) suplente -en adelante, el "Quinto Director"-: será propuesto de manera rotativa por las Provincias de Río Negro, de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, de Salta, de La Pampa, de Formosa y de Jujuy, en ese orden, estableciendo un mecanismo que permita que se sucedan cada seis meses.
 - 2.4. El Estado Nacional nominará al resto de los Directores que correspondiere nominar hasta alcanzar el número máximo de Directores que deban designarse de acuerdo al Estatuto y la Asamblea.

En la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a los nueve días del mes de agosto 2012 se firman dos (2) ejemplares de un mismo tenor y a un solo efecto, correspondiendo uno para el Estado Nacional y el otro para la OFEPHI, extendiéndose copias certificadas de presente Acuerdo a cada una de las Provincias firmantes del mismo.

Anexo 1
PARTICIPACIÓN DE LAS PROVINCIAS
RESPECTO DE SU 49%

- Provincia de Neuquén: Cuarenta y uno con ocho por ciento (41.8%)
- Provincia de Santa Cruz: Veinte con nueve por ciento (20.9%)
- Provincia de Mendoza: Veinte con seis por ciento (20.6%)
- Provincia de Chubut: Ocho con cuatro por ciento (8.4%)
- Provincia de Río Negro: Tres con dos por ciento (3.2%)
- Provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, Tierra del Fuego: Dos con cinco por ciento (2.5%)
- Provincia de Salta: Dos por ciento (2.0%)
- Provincia de La Pampa: Cero con cinco por ciento (0.5%)
- Provincia de Formosa: Cero con dos por ciento (0.2%).

—oO—

LEY 4818

La Legislatura
de la Provincia de Río Negro
Sanciona y Promulga con Fuerza de
LEY

**BASES Y CONDICIONES PARA LA RENEGOCIACION
DE CONCESIONES HIDROCARBURIFERAS**

Artículo 1º.- Bases y Condiciones de la Convocatoria Pública a Empresas Concesionarias. Apruébanse las Bases y Condiciones para la Convocatoria Pública a Empresas Titulares de Concesiones de Explotación de Areas Hidrocarbúferas otorgadas por el Estado Nacional que, como Anexo I, forman parte integrante de la presente ley.

Las concesionarias que estén interesadas en la renegociación de los términos y condiciones de sus concesiones actualmente vigentes, deberán inscribirse en el Registro Provincial de Renegociación de Concesiones de Explotación de Areas Hidrocarbúferas Rionegrinas, cuya creación e instrumentación será dispuesta por el Poder Ejecutivo Provincial.

Se encuentran expresamente excluidas del presente marco legal, las incorporaciones de yacimientos no convencionales, las que serán reguladas por ley especial.

Art. 2º.- Condiciones Marco para la Celebración del Acuerdo.- Apruébase el Modelo de Acuerdo a ser suscripto con las concesionarias en el marco del artículo 1º, el que forma parte de la presente como Anexo II.

Facúltase al Poder Ejecutivo para que a través de la Secretaría de Estado de Energía renegocie las concesiones hidrocarbúferas correspondientes a las empresas inscriptas en el Registro Provincial de Renegociaciones de Areas Hidrocarbúferas.

Los acuerdos que se suscriban con las empresas precitadas en el marco del proceso de renegociación de concesiones, deberán respetar los parámetros generales utilizados en el Modelo de Acuerdo contenido en el Anexo II de la presente ley, considerando en todos los casos las particularidades técnicas, geológicas y económicas de cada área y teniendo en miras las siguientes condiciones generales:

Medio Ambiente: Las empresas deberán asumir el compromiso de remediar las afectaciones ambientales existentes en las respectivas áreas, incluyendo un pormenorizado detalle de las mismas, así como sus planes y cronograma de obras previstas, las que deberán ser llevadas a cabo en un plazo no mayor a los cinco (5) años a contar desde la fecha de suscripción del acuerdo.

Compre Rionegrino: Las empresas concesionarias, así como sus contratistas y subcontratistas deberán dar prioridad a las firmas proveedoras de bienes y servicios radicadas en la Provincia de Río Negro, con modalidades contractuales de mediano y largo plazo cuando el servicio o trabajo contratado o subcontratado tenga permanencia en el tiempo.

Mano de Obra Local: Las empresas concesionarias, así como sus contratistas y subcontratistas, deberán asumir el compromiso de contratar trabajadores radicados en la jurisdicción de la Provincia de Río Negro con una antigüedad de dos (2) años al 31/12/2012, en un porcentaje no inferior al 80%, salvo justa causa debidamente acreditada ante la Autoridad de Aplicación. Las ciudades más cercanas al área de explotación tendrán prioridad en la ocupación de puestos de trabajo.

Inversiones en Explotación: Los compromisos de inversiones en exploración, explotación, desarrollo de yacimientos y transporte en las superficies de explotación, deberán respetar la relación existente entre el monto específico previsto al efecto y el nivel de reservas hasta el fin de la vida útil de los yacimientos, considerando las particularidades técnicas, geológicas y económicas de cada área.

Inversiones en Exploración: Los compromisos de inversiones en exploración en las superficies remanentes de exploración deberán ser acordes con las particularidades geológicas de cada área.

Pagos por Única Vez: Las empresas deberán contraer la obligación de pagar a la provincia sumas de dinero por única vez, que tengan relación con las reservas y/o producción hasta el fin de la concesión existente y hasta el fin de la vida útil de los yacimientos respectivos, considerando las particularidades técnicas, geológicas y económicas de cada área. Se entienden por pagos por única vez a los denominados "Bono Fijo" y "Aporte al Desarrollo Social y Fortalecimiento Institucional"

Pagos Periódicos: Las empresas deberán contraer obligaciones de pagar mensualmente a la provincia un "Aporte Complementario", más si se da el caso, un adicional del mismo en concepto de "Adicional por Renta Extraordinaria", el que será calculado exclusivamente en relación al precio de venta obtenido por el hidrocarburo extraído. A su vez abonarán en forma anual un importe como compromiso para capacitación, investigación y desarrollo.

Los conceptos enunciados precedentemente, deberán ser aplicados respetando las condiciones mínimas establecidas en el Modelo de Acuerdo aprobado por la presente ley.

Los acuerdos serán elevados por el Poder Ejecutivo a la Legislatura para su consideración y ratificación. Previo a ello, se celebrará una audiencia pública en los términos de la ley K n° 3132 que será convocada y presidida por el titular de la Comisión Legislativa de inicio a la cual sea girado el proyecto y cuya realización deberá concretarse dentro de los quince (15) días hábiles legislativos de ingresado. En dicha oportunidad, la Secretaría de Energía de la provincia y la empresa concesionaria rendirán informe sobre los alcances del acuerdo. La convocatoria a audiencia pública deberá publicitarse con una antelación no menor a los siete (7) días corridos de la fecha fijada para su realización.

Para su consideración y ratificación el acuerdo deberá ser tratado por la Legislatura en la primera sesión que se realice luego de celebrada la audiencia pública.

Art. 3°.- Vigencia de los Acuerdos. Los acuerdos comenzarán a regir a partir de su ratificación por parte de la Legislatura. La extensión del plazo original de las concesiones de explotación no podrá ser superior a los diez (10) años computados a partir de su vencimiento.

Art. 4°.- Autoridad de Aplicación Funciones.- La Secretaría de Estado de Energía de la provincia será la autoridad de aplicación de la presente ley y tendrá -sin perjuicio de sus restantes atribuciones- las siguientes funciones durante las diferentes etapas de la renegociación:

a. Previo al inicio de la renegociación:

a.1. Requerirá la carga de datos históricos en el Sistema de Información Provincial (InPro) instalado en las oficinas de la Secretaría de Energía en la ciudad de Cipolletti y controlará el cumplimiento en tiempo y forma de la Resolución 2/2012 de la Secretaría de Hidrocarburos.

a.2. Una vez finalizada esa carga, acordará con la concesionaria un programa de visitas en conjunto a las áreas, a efectos de verificar el estado de instalaciones de producción, plantas, ductos, medidores de entregas, instalaciones de bombeo, baterías, pozos abandonados y a abandonar, entre otros, así como todos los eventuales pasivos

medioambientales derivados de la actividad. Con el resultado de las visitas, se labrará un informe donde se documentarán las deficiencias y/o anomalías detectadas, si las hubiere.

a.3. La concesionaria deberá presentar un programa asumiendo el compromiso de subsanar adecuadamente las deficiencias y anomalías y proponiendo los plazos requeridos para ello. Al aprobar el programa, la autoridad de aplicación dejará constancia que en caso de incumplimiento en el tiempo y/o en la forma y sin perjuicio de la aplicación de las sanciones que pudieran corresponder, quedará habilitada a realizar las acciones incumplidas, por sí o a través de terceros, por cuenta y con cargo a la concesionaria.

a.4. Acordará con la concesionaria la entrega a la Cátedra de Geología de la Universidad Nacional de Río Negro, sita en la ciudad de General Roca, de toda la información técnica referida a perfiles, coronas, testigos laterales, cutting, control geológico y cualquier otro que la autoridad de aplicación considere relevante.

b. Durante la renegociación:

b.1. Elaborará los informes técnicos necesarios para el tratamiento de la gestión de renegociación.

b.2. Se expedirá sobre cada concesión en particular, elevando el correspondiente proyecto de acuerdo para su aprobación por el Poder Ejecutivo.

c. Con posterioridad a la renegociación:

c.1. Una vez ratificados los acuerdos de renegociación, ejercerá las funciones de seguimiento que incluirán -especialmente y al solo efecto enunciativo- las siguientes tareas: Controlar el debido cumplimiento de los compromisos de inversión en explotación y exploración y de las demás obligaciones contractuales a cargo de la concesionaria, pudiendo recomendar al Poder Ejecutivo las medidas pertinentes, sin perjuicio de las facultades propias de este último de acuerdo a la legislación vigente, al pliego de bases y condiciones y los contratos respectivos.

c.2. Analizará la evolución de las explotaciones hidrocarburíferas sobre la base de los informes que reciba en virtud de lo preceptuado por la legislación aplicable y/o los que requiera en ejercicio de sus funciones.

c.3. Recabará y considerará, además, toda otra información complementaria que pudiere ser pertinente para efectuar recomendaciones o proponer ajustes al Poder Ejecutivo Provincial, tendientes a encauzar y optimizar la relación contractual con la concesionaria, con la finalidad de mejorar la preservación del medio ambiente, administrar con mayor eficiencia las reservas hidrocarburíferas, promover la creación y el fortalecimiento de empresas rionegrinas, afianzar la participación de recursos humanos locales e incrementar la generación de recursos económicos.

c.4. Requerirá la carga de datos ambientales en el sistema GIS de la Secretaría de Medio Ambiente.

Art. 5°.- Comisión de Seguimiento. Créase la Comisión de Seguimiento de los Acuerdos de Renegociación de Concesiones Hidrocarburíferas, integrada del siguiente modo:

1) Tres (3) representantes del Poder Ejecutivo Provincial.

2) Tres (3) Legisladores, dos (2) por la mayoría y uno (1) por la minoría.

3) Un (1) representante de la Confederación General del Trabajo.

4) Dos (2) representantes de los municipios productores, que recaerán en el Intendente del municipio que tenga el índice más alto en concepto de distribución de regalías, conforme el artículo 5° inciso a) de la ley N° 1946, y en otro Intendente a elegir entre los restantes municipios productores.

5) Un (1) representante de la Federación de Entidades Empresarias de Río Negro.

6) Un (1) representante de la Cámara de Servicios Petroleros de Río Negro.

La Comisión dictará su propio reglamento y será presidida por la autoridad de aplicación, quien tendrá doble voto en caso de empate.

Art. 6°.- Destino y Distribución de los Fondos Provenientes de la Renegociación. La suma de dinero que la provincia perciba en concepto de Bono Fijo será destinada al financiamiento de equipamientos u obras que contribuyan a la mejora de las infraestructuras con fines económicos, urbanos y de saneamiento; la implementación de políticas sociales, sanitarias, educativas, hospitalarias, de viviendas o viales, en ámbitos rurales y/o urbanos; la satisfacción de obras y créditos generados por la realización de obras productivas y aquellas que tengan por objeto el desarrollo autosustentable y la diversificación productiva, con expresa prohibición de aplicar los mismos a gastos corrientes.

Sin perjuicio de ello, de los fondos recibidos en concepto de Bono Fijo que le corresponda, el Poder Ejecutivo afectará no menos del 10% y hasta el 15% con el objeto de cancelar las deudas que en favor de los municipios productores de hidrocarburos se han devengado respecto de la aplicación de los artículos 3° y 17 de la ley N° 1946, durante los períodos comprendidos entre los años 1984 y 2003, 2004 a junio de 2012 respectivamente. Dichos importes resultarán pagaderos en función de los montos y plazos previstos en el artículo 3.1 del Modelo del Acuerdo de Renegociación del Anexo II de la presente.

La distribución de los fondos percibidos, destinados a la cancelación de las deudas reseñadas, se realizará entre los municipios en forma proporcional a las acreencias que cada uno mantenga con la provincia.

Asimismo, por única vez, se distribuirá entre la totalidad de los municipios y comisiones de fomento una suma equivalente al siete por ciento (7%) del total del Bono Fijo, de acuerdo a los índices de coparticipación. Otro siete por ciento (7%) se distribuirá entre los municipios productores de petróleo, de acuerdo al índice de distribución de regalías de la ley N° 1946. Dichos importes resultarán pagaderos en función de los montos y plazos previstos en el artículo 3.1 del Modelo del Acuerdo de Renegociación del Anexo II de la presente.

Los fondos que el Estado Provincial perciba en forma periódica por los conceptos "Aporte Complementario" y "Adicional por Renta Extraordinaria", derivados de los contratos de renegociación a aprobarse en virtud de la presente ley, serán distribuidos entre la provincia y los municipios. Para la distribución a los municipios de los fondos percibidos por los conceptos antes indicados, resultarán aplicables los porcentajes y mecanismos establecidos en los artículos 3° y 5° de la ley de Coparticipación N° 1946.

Los fondos que el Estado Provincial perciba en concepto de "Bono Fijo", "Aporte Complementario" y "Adicional por Renta Extraordinaria", conforme lo establecido en la presente ley, serán destinados a los Fondos Fiduciarios creados por la ley Q n° 3322 (Fondo Fiduciario Hidrocarburífero de Río Negro) y la ley J n° 3931 (Fondo Fiduciario de Desarrollo de Infraestructura Rionegrina) bajo las modalidades y en los porcentajes que determine el Poder Ejecutivo.

Los fondos que los municipios perciban como resultado de los contratos que se suscriban en el marco del proceso de renegociación de concesiones hidrocarburíferas, serán destinados en forma exclusiva a financiar en el ámbito municipal los equipamientos y/u obras de infraestructura, con expresa prohibición de aplicar los mismos a gastos corrientes.

Se faculta al Poder Ejecutivo a disponer las reestructuraciones, modificaciones o reasignaciones en las partidas presupuestarias necesarias para dar cumplimiento a la presente ley.

Art. 7°.- Sujeción a Normativa Ambiental y de Seguridad. Los acuerdos de renegociación que se celebren en virtud de la presente ley no liberan a las empresas concesionarias de su plena sujeción a las leyes nacionales 17319 y 26197, sus modificatorias, decretos reglamentarios y resoluciones aplicables que rigen la actividad hidrocarburífera y a las leyes nacionales y sus modificatorias, decretos reglamentarios y resoluciones aplicables, 25675, General del Ambiente; 25841, de Adhesión al Acuerdo Marco sobre Medio Ambiente del MERCOSUR, que adhiere a la Convención Internacional de Río de Janeiro de Medio Ambiente del año 1992; 24051, de Residuos Peligrosos; 25612, de Gestión Integral de Residuos Industriales; 25670, de Presupuestos Mínimos para la Gestión y Eliminación del PCB's; 25688, de Régimen de Gestión Ambiental de Aguas; Resolución 105/92; leyes provinciales Q 4112, 4682, 4741, Q 2952, M 3266, M 3250 y M 3660 y sus modificatorias, decretos reglamentarios y demás normativa que rige la preservación del medio ambiente, así como de su subordinación a las respectivas autoridades de aplicación, quienes conservan en su totalidad las atribuciones y funciones que las citadas normas les confieren, debiendo someterse a su inspección, control y requerimientos de información y a sus disposiciones y sanciones, en el marco de la normativa mencionada.

En materia de seguridad, resultarán de aplicación especialmente la ley 13660, su decreto reglamentario 10877/60 y normas complementarias y modificatorias.

El Estado Provincial no subroga ni reemplaza de ninguna forma y en ninguna situación las obligaciones, deberes, compromisos o responsabilidades que tienen o asumen las empresas concesionarias en virtud de las normas citadas o de lo estipulado en los acuerdos de renegociación que se aprueben en virtud de la presente ley.

La Secretaría de Medio Ambiente y el Departamento Provincial de Aguas (DPA) entenderán en la gestión ambiental de aguas en orden a la normativa vigente.

Art. 8°.- Remisión de Información. Todos los titulares de Concesiones de Explotación de Areas Hidrocarburíferas, con independencia de su inscripción o no en el Registro Provincial de Renegociación de Concesiones de Explotación

de Areas Hidrocarburíferas Rionegrinas, deberán presentar y cumplimentar, con carácter de Declaración Jurada, la documentación detallada en el artículo 4°, apartados 4.1.5, 4.1.6 y 4.1.7, del Anexo I de la presente ley.

La autoridad de aplicación determinará las modalidades bajo las cuales deberán realizarse tales presentaciones.

Art. 9°.- Impuesto de Sellos. La base imponible para el cálculo del impuesto de sellos del acuerdo de renegociación que se suscriba estará dada por el concepto "Bono Fijo" que surge de aquél. La concesionaria abonará el importe total de este impuesto que grave el acuerdo.

Art.10.- Derogación. Deróganse las leyes Q 4571, Q 4680 y toda otra norma que se oponga a la presente.

Art. 11.- Comuníquese al Poder Ejecutivo y archívese.

Dada en la Sala de Sesiones de la Legislatura de la Provincia de Río Negro, en la ciudad de Viedma, a los veinte días del mes de diciembre del año dos mil doce.

Carlos Gustavo Peralta, Presidente Legislatura.- Dr. Luis Ramacciotti, Secretario Legislativo.

Viedma, 28 de Diciembre de 2012.

Cúmplase, publíquese, dése al registro, al Boletín Oficial y archívese.

Alberto E. Weretilneck, Gobernador.- Luis Di Giácomo, Ministro de Gobierno.

DECRETO N° 1978

Registrada bajo el Número de Ley cuatro mil ochocientos dieciocho (4818).

Viedma, 28 de Diciembre de 2012.

Dr. Nicolás Rochás, Secretario Legal y Técnico.

Anexo I

PLIEGO DE BASES Y CONDICIONES DE LA CONVOCATORIA PUBLICA A EMPRESAS TITULARES DE CONCESIONES DE EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS OTORGADAS POR EL GOBIERNO NACIONAL, QUE ACTUAN EN LA JURISDICCION DE LA PROVINCIA DE RIO NEGRO PARA SU RENEGOCIACION, EN EL MARCO DE LA LEY NACIONAL N° 17319 (SECCION 3°, CONCESIONES DE EXPLOTACION - ARTICULOS 27 Y 35), LEY NACIONAL N° 26197 Y LEGISLACION NACIONAL Y PROVINCIAL VIGENTES EN LA MATERIA.

INDICE

Título I
DE LA CONVOCATORIA

- Artículo 1°: Objeto de la convocatoria.
- Artículo 2°: Definiciones y condiciones.
- Artículo 3°: Legislación aplicable y documentos del llamado.
- Artículo 4°: Requisitos generales de la convocatoria.
- Artículo 5°: Consultas e informaciones.
- Artículo 6°: Venta del Pliego de Bases y Condiciones.
- Artículo 7°: Correspondencia.
- Artículo 8°: Plazos de la convocatoria.

Título II
DE LA PRESENTACION DE
LA CONCESIONARIA

- Artículo 9°: Lugar y fecha de las presentaciones.
- Artículo 10: Análisis de las presentaciones.
- Artículo 11: Etapa de renegociación.

Título III
DE LAS CONDICIONES MINIMAS
DE RENEGOCIACION

- Artículo 12: Condiciones mínimas de renegociación.

Título IV
DE LA INSPECCION Y FISCALIZACION

- Artículo 13: Inspección y fiscalización.

Título V
DE LA EXTINCION DE LA CONCESION

- Artículo 14: Extinción de la concesión y llamado a licitación anticipada.

Título I
DE LA CONVOCATORIA

Artículo 1º. Objeto de la Convocatoria.

Por la presente se convoca a las empresas titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos otorgadas por el Gobierno Nacional que actúan en la jurisdicción de la Provincia de Río Negro, interesadas en su renegociación mediante la reformulación de los términos y condiciones que las rigen actualmente, en el marco de las leyes nacionales 17319 (Sección 3ª, Concesiones de Explotación) y 26197, así como de las normas nacionales y provinciales aplicables en la materia. Dicha convocatoria se realiza en procura de alcanzar los objetivos establecidos por el Gobierno Provincial de incrementar las reservas hidrocarburíferas, optimizar los niveles de producción y aumentar los ingresos a la Provincia, así como de lograr una inversión permanente y sostenida en las actividades que se desarrollan en el territorio provincial en el marco de la protección y conservación del medio ambiente, asegurar la extracción racional y sustentable de los recursos y promover el desarrollo del Compre Rionegrino y el fortalecimiento de las pequeñas y medianas empresas provinciales.

Art. 2º. Definiciones y Condiciones.

2.1. Definiciones:

2.1.1. Adicional por Renta Extraordinaria: Porcentual que incrementará el Aporte Complementario en caso que las Concesionarias obtengan por la comercialización de su Producción de Petróleo y/o de su Producción de Gas los valores detallados en el punto 3.3. del Acuerdo.

2.1.2. Aporte al Desarrollo Social y Fortalecimiento Institucional: Compromiso asumido por las Concesionarias de realizar un aporte a la Provincia de conformidad a lo descrito en el punto 3.2. del Acuerdo.

2.1.3. Aporte Complementario: Compromiso asumido por las Concesionarias de realizar un aporte, en efectivo y/o en especie, a la Provincia y a EDHPSA, de conformidad a lo estipulado en el punto 3.2. del Acuerdo.

2.1.4. Autoridad de Aplicación: Es autoridad de aplicación de la presente la Secretaría de Estado de Energía de la Provincia.

2.1.5. Bono Fijo: Suma de dinero a convenir entre las Partes, que las Concesionarias efectivizarán a favor de la Provincia conforme a lo estipulado en el punto 3.1. del Acuerdo.

2.1.6. Concesión de Explotación: Conjunto de derechos y obligaciones que surgen del respectivo Título de Concesión, como, asimismo, de la Sección III de la ley nacional 17319.

2.1.7. Concesionaria: La empresa o grupo de empresas titular/es, o en trámite de serlo, a satisfacción de la Autoridad de Aplicación, de una Concesión de Explotación.

2.1.8. Acuerdo: Instrumento jurídico en el cual se establecen los derechos y obligaciones que asumirán las Partes, derivados de la renegociación de una Concesión de Explotación, aprobado por el Poder Ejecutivo Provincial.

2.1.9. Día Hábil: Día laborable para la Administración Pública de la Provincia de Río Negro. Cuando en el marco del presente y en el Acuerdo no se consigne expresamente que el plazo debe ser computado en días hábiles, deberá entenderse que se refiere a días corridos.

2.1.10. EDHPSA: La Empresa de Desarrollo Hidrocarburífero Provincial Sociedad Anónima (EDHPSA).

2.1.11. Hidrocarburos: Petróleo, condensado, gas natural, gases licuados y gasolina, en cualquiera de las condiciones y relaciones en que se hallen vinculados.

2.1.12. Partes: La Provincia a través de la Autoridad de Aplicación y la Concesionaria.

2.1.13. Petróleo: Es el petróleo crudo luego de ser tratado en una planta de tratamiento y medido en un punto de medición fiscal.

2.1.14. Producción de Gas: Gas natural comercializado en todos los nichos de mercado considerados, más el gas de consumo interno, más el gas no captado, más los gases licuados (GLP, Propano y Butano).

2.1.15. Producción de Petróleo: Mezcla de hidrocarburos líquidos a presión atmosférica, proveniente de un tratamiento que ajusta sus especificaciones a la Condición de Transporte, según definición de la SEN, y que puede estar constituido por Petróleo Crudo Tratado, Condensado y/o Gasolina medida en los puntos de medición fiscales correspondientes.

2.1.16. Producción total: Es la suma de la Producción de Petróleo y la Producción de Gas.

2.1.17. Provincia: La Provincia de Río Negro.

2.1.18. Proyecto de Acuerdo: Instrumento base para la celebración del Acuerdo correspondiente, el cual debe ser aprobado por el Poder Ejecutivo Provincial.

2.1.19. Renegociación: Instancia de renegociación de una Concesión de explotación, entre la Provincia y la Concesionaria, en ejercicio de las facultades legales vigentes.

2.1.20. SEN: Secretaría de Energía de la Nación.

2.1.21. Tribunal: Tribunales Ordinarios de la Primera Circunscripción Judicial de la Provincia, con asiento en la ciudad de Viedma.

2.1.22. Unidad de Trabajo (UT): Unidades económicas convencionales valorizadas en el punto 3.10.3 del Acuerdo, que permiten medir, sumar y comparar obras y servicios de distinta naturaleza (p.ej. metros de perforación, kilómetros de líneas sísmicas y otros trabajos geofísicos).

2.1.23. Aporte al Desarrollo Social y Fortalecimiento Institucional: Compromiso asumido por las Concesionarias de realizar un aporte a la Provincia de acuerdo a lo descrito en el punto 3.2 del Acuerdo.

2.2. Condiciones

2.2.1. Inscripción: Todas las Concesionarias que estén interesadas en renegociar sus respectivos instrumentos legales de Concesión de Explotación deberán inscribirse en el Registro Provincial de Renegociación de Concesiones de Explotación de Areas Hidrocarburíferas Rionegrinas.

2.2.2. Resolución de Controversias: Al momento de la Renegociación, la Autoridad de Aplicación y las Concesionarias procurarán consensuar la resolución definitiva de la totalidad de los reclamos administrativos y/o judiciales existentes.

2.2.3. Medio Ambiente: A los efectos del desarrollo sustentable, protección y conservación del ambiente, las Concesionarias realizarán sus operaciones actuando de manera responsable, bajo el marco de las Constituciones Nacional y Provincial y las leyes y normas de la Provincia y supletoriamente la normativa nacional.

2.2.4. Compre Rionegrino: Las Concesionarias, en todas las contrataciones que realicen en el marco de la Concesión de Explotación, deberán sujetarse a los principios rectores de la Ley B 4187, relacionados con el "Compre Rionegrino", con el objeto de propender a la creación y sostenimiento de fuentes de trabajo permanentes dependientes de la industria petrolera y de consolidar un mercado local competitivo, a través del fortalecimiento de micro, pequeñas y medianas empresas rionegrinas y el crecimiento de una oferta de productos, bienes y servicios que vincule al espectro de trabajadores petroleros, productores, industriales, profesionales, comerciantes, empresas de obras y servicios de todos los rubros radicados en la Provincia. En este sentido, deberán incorporar en sus planes anuales, programas orientados a incrementar su red de proveedores de bienes, servicios y obras, tendiendo a priorizar la contratación de mano de obra de trabajadores rionegrinos, las compras en el mercado local y establecer marcos contractuales de mediano y largo plazo, a efectos de contribuir a la sustentabilidad de la actividad en la región, en condiciones equivalentes de capacidad, responsabilidad, calidad y precio. Las Concesionarias y sus contratistas y subcontratistas deberán registrar los vehículos afectados a la operación y abonar las patentes correspondientes en la Provincia. Las Concesionarias y la Autoridad de Aplicación efectuarán un monitoreo continuo de la evolución de los niveles de contratación de servicios local y regional, a fin de analizar las dificultades u obstáculos que se encuentren y los cambios o acciones a desarrollar para facilitarlos. Cuando existan circunstancias especiales, éstas serán evaluadas por las Partes a partir de la solicitud de cualquiera de ellas.

2.2.5. Bono Fijo: Suma de dinero que las Concesionarias deberán obligarse a abonar en el Acuerdo, bajo las modalidades y plazos estipulados en el punto 3.1. de dicho instrumento legal.

2.2.6. Aporte al Desarrollo Social y Fortalecimiento Institucional: Obligación que deben asumir las Concesionarias al celebrar el Acuerdo, con las modalidades y plazos estipulados en el punto 3.2 de dicho instrumento legal.

2.2.7. Aporte Complementario: Compromiso que deben asumir las Concesionarias, definido en el punto 2.1.2. del Pliego y estipulado en el punto 3.2. del Acuerdo.

2.2.8. Adicional por Renta Extraordinaria: Pago adicional al Aporte Complementario al que las Concesionarias deberán obligarse en los porcentajes y cuando se den las condiciones previstas en el punto 3.3. del Acuerdo.

2.2.9. Responsabilidad Social Empresarial: Obligaciones que deben asumir las Concesionarias para contribuir al desarrollo provincial en materia de educación, ambiente, salud, cultura, ciencia e investigación, energías renovables y desarrollo comunitario.

2.2.10. Plan de Inversiones en Exploración: Compromiso a realizar, dentro del Area, las inversiones adicionales para exploración complementaria detalladas en el Anexo B del Acuerdo, que las Concesionarias deberán asumir.

Art. 3º. Legislación Aplicable y Documentos de la Convocatoria

La presente convocatoria y el Acuerdo que se suscriba se regirán y serán interpretados conforme a las leyes nacionales y provinciales.

A efectos de la interpretación normativa en casos de controversia, deberá observarse el siguiente orden de prelación:

3.1. Orden de Praelación Normativa Aplicable a la Contratación:

3.1.1. Artículo 124 de la Constitución Nacional.

3.1.2. Artículos 70 y 79 de la Constitución Provincial.

3.1.3. Leyes Nacionales 17.319, 24.145 y 26.197, y Código de Minería de la República Argentina; sus decretos, leyes modificatorias, resoluciones y disposiciones operativas de la Secretaría de Energía de la Nación, y normas ambientales y de seguridad descriptas en el artículo 5º de esta ley aplicables a este llamado.

3.1.4. Decretos del Poder Ejecutivo Nacional que regulen la actividad hidrocarburífera.

3.1.5. Leyes Provinciales 3250 (Gestión de Residuos Especiales y Salvaguarda del Patrimonio Ambiental), 3266 (Regulación del Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental); 2952 (Código de Aguas); 4187 y Decreto Provincial 452/05.

3.1.6. Resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación que regulen la actividad hidrocarburífera.

3.1.7. Resoluciones de la Autoridad de Aplicación dictadas en el marco de su competencia.

3.2. Documentos del Acuerdo. Orden de Prelación:

3.2.1. El Decreto del Poder Ejecutivo Provincial que otorga la prórroga de la Concesión de Explotación.

3.2.2. El Pliego de Bases y Condiciones, sus Anexos y circulares emitidas por la Autoridad de Aplicación.

3.2.3. El Acuerdo y sus Anexos.

3.2.4. La Oerta del Contratista.

3.2.5. La documentación que intercambien las partes.

Este Pliego deberá ser interpretado teniendo en miras la totalidad de sus disposiciones, las que no podrán ser sacadas de contexto. Para el supuesto de discordancia de los documentos que integren un mismo Acuerdo o Pliego, lo particular prevalecerá sobre lo general.

Art. 4°.- Requisitos Generales de la Convocatoria.

4.1. El Concesionario deberá presentar a la Autoridad de Aplicación, con carácter de Declaración Jurada, en formato papel y soporte magnético la documentación e información que a continuación se detalla, adjuntando original o copia certificada.

4.1.1. Nota dirigida a la Autoridad de Aplicación solicitando la inscripción en el Registro Provincial de Renegociación de Concesiones de Explotación de Areas Hidrocarburíferas, la cual contendrá:

4.1.1.1. La expresa manifestación del interés de prorrogar la concesión o conjunto de concesiones que la empresa concesionaria tenga en el ámbito de la Provincia. En aquellos casos en los que una Concesión de Explotación se encuentre otorgada a un consorcio o grupo de empresas, la manifestación de interés deberá ser efectuada conjuntamente por todos los titulares.

4.1.1.2. Su voluntad de someterse a la competencia del Tribunal para cualquier cuestión surgida de la Renegociación y del Acuerdo.

4.1.1.3. Manifestación expresa de aceptación de las condiciones que se explicitan en la presente Ley y sus Anexos.

4.1.1.4. Constitución de domicilio especial en la ciudad de Cipolletti, en donde se tendrán por notificadas todas las comunicaciones referentes a la presente convocatoria y al Acuerdo.

4.1.2. Norma legal de adjudicación de la Concesión de Explotación e instrumento documental de su formalización y de los sucesivos cambios de titularidades o las constancias que acrediten su trámite ante la SEN o la Autoridad de Aplicación según corresponda, mencionando también el número de expediente administrativo tramitado y/o en curso de tramitación.

4.1.3. Nombre del operador de la Concesión de Explotación. En caso de que no opere el Area la Concesionaria, deberá acreditarse la norma legal de habilitación.

4.1.4. Mensura de los límites de la Concesión de Explotación, a efectos de verificar la identidad de los datos relativos a las coordenadas de los esquineros y a la superficie, debiendo identificar superficies de explotación y de superficies de exploración remanentes.

4.1.5. Memoria de la Concesión de Explotación, que deberá contemplar:

4.1.5.1. Desde el inicio histórico de la producción:

4.1.5.1.1. La evolución anual de la producción de petróleo, gas y agua.

4.1.5.1.2. La evolución de la presión de cada nivel productivo del yacimiento.

4.1.5.1.3. El número de pozos perforados, consignando su ubicación, fecha de perforación, características técnicas de su construcción y estado actual de acuerdo a la normativa vigente.

4.1.5.2. Desde el inicio de la Concesión de Explotación:

4.1.5.2.1. La evolución de la producción y las reservas comprobadas, probables, posibles y recursos hasta el fin de la Concesión de Explotación y fin de la vida útil del yacimiento; acompañando copia de cada una de las declaraciones anuales de reservas efectuadas hasta la fecha.

4.1.5.2.2. Producción y reservas comprobadas, probables posibles y recursos a la fecha de solicitud de la Renegociación, hasta la finalización de la Concesión de Explotación o hasta agotar el recurso, estimación probable de los años de producción al ritmo actual de extracción.

4.1.5.2.3. Los programas de desarrollo geofísico ejecutados en la Concesión de Explotación, desde la adjudicación hasta la fecha, consignando las unidades en kilómetros lineales o cuadrados (Km2).

4.1.5.2.4. Descripción consolidada de la evolución anual de los Planes de Inversión, desde el inicio de la Concesión de Explotación hasta la fecha, acompañada de las presentaciones sucesivas que se han efectuado en

cumplimiento de lo establecido en el Artículo 32 de la ley nacional 17319, así como de la normativa reglamentaria concordante (Resoluciones SEN 319/93, 2057/2005 y 324/2006)), discriminada por:

Exploración:

Sísmica 2D y 3D.

Pozos perforados y sus resultados.

Explotación:

Ampliación de capacidad instalada.

Mejora o reposición de activos.

Para reservas probadas y desarrolladas:

Aceleración de la extracción

Mejoras tecnológicas tendientes a la optimización o simplificación de los procesos productivos.

Instalaciones de superficie necesarias para optimizar los procesos de extracción, tratamiento y transporte.

Esta información deberá encontrarse debidamente certificada por auditores independientes.

4.1.5.3. Desde el 01 de enero de 2012:

El pronóstico anual de la producción de petróleo y gas, hasta el final de la Concesión de Explotación y, adicionalmente, el mismo ejercicio, con diez (10) años de prórroga. Estos pronósticos deberán presentarse acompañados de un informe detallado de las circunstancias e hipótesis tenidas en cuenta para efectuar las estimaciones, incluidas las inversiones exploratorias y de desarrollo.

4.1.6. El inventario de superficies o zonas afectadas por impactos ambientales que se encuentren saneados o pendientes, producidos por la acción de la actividad hidrocarburífera desde el inicio de la explotación en su conjunto. Cada una de las situaciones de impacto ambiental deberá ser descripta detalladamente y acompañada por un informe que señale las causas que la produjeron y cuáles fueron las acciones realizadas en el caso de los saneados o las que se estima conveniente desarrollar con el fin de remediar los impactos ambientales, cuantificando las inversiones necesarias. Toda esta información deberá encontrarse certificada por un auditor ambiental independiente. En caso de omisiones de impactos generados, la Autoridad de Aplicación procederá a sancionar a la Concesionaria con una multa que graduará entre 200 y 4000 metros cúbicos de petróleo tipo "medanito" en condición comercial.

4.1.6.1. El informe deberá contener como mínimo el desarrollo acabado de los siguientes capítulos:

Tierras empetroladas.

Piletas de diferentes usos.

Canteras.

Repositorios de residuos.

Residuos petroleros y peligrosos acumulados.

Sitios contaminados.

Instalaciones en desuso.

Camino y picadas en desuso.

El informe final deberá contener una base de datos relacionada a un soporte gráfico georeferenciado tipo GIS u otro que la Autoridad de Aplicación disponga.

El resultado final del informe contendrá para cada uno de los capítulos una identificación completa de lo relevado, informando ubicación, descripción y caracterización, cantidades parciales y totales, tareas realizadas a la fecha, monitoreos y evaluación hidrogeológica de los acuíferos superficiales y subterráneos entre otras.

4.1.6.2. Para cada uno de los pasivos identificados deberá formularse y someterse a aprobación de la Autoridad de Aplicación un plan de remediación con acciones basadas en alcanzar los parámetros físico-químicos que se encontraban naturalmente en los sitios previos a la contaminación. El orden y la prioridad de tratamiento deberán justificarse dentro de un plazo que no podrá exceder los cinco (5) años a partir del momento de la firma del Acuerdo.

La Concesionaria deberá comprometer para la ejecución del plan de remediación una inversión total, detallando el monto asignado a cada uno de los pasivos identificados. Si los trabajos de remediación finalmente requieren un monto superior al comprometido, la Concesionaria deberá hacerse cargo de la totalidad.

La inversión anual mínima deberá ser garantizada por la Concesionaria a la Provincia con un instrumento apto a tal fin a criterio de la Autoridad de Aplicación.

A tal efecto los programas y planes de remediación de pasivos deberán cumplir los siguientes requisitos:

4.1.6.2.1. Los trabajos necesarios deberán ser ejecutados en su totalidad dentro de la Provincia dando preferencia a las empresas locales de acuerdo a los criterios del artículo 3.7 del Anexo II.

4.1.6.2.2. Tanto las tecnologías a emplear como las empresas operadoras de las mismas deberán estar debidamente inscriptas en Secretaría de Medio Ambiente de la Provincia.

4.1.6.2.3. Los residuos petroleros y peligrosos deberán ser tratados dentro de la Provincia, salvo cuando la Secretaría de Medio Ambiente indique la imposibilidad de hacerlo con base en razones técnicas u operativas.

4.1.7. La documentación referida en el artículo 234 inciso 1° de la ley 19550 de Sociedades Comerciales correspondiente a los últimos cinco (5) ejercicios, a saber: memoria y balance, con detalle de estado de resultados correspondiente a la Concesión de Explotación.

4.1.8. Inventario detallado de todas las facilidades de producción existentes en la Concesión de Explotación, incluyendo plantas de generación, plantas de tratamiento de petróleo, gas y/o agua, redes eléctricas, ductos primarios, secundarios y terciarios, caminos y picadas, plantas de compresión de gas natural, bombas y estaciones de bombeo, baterías, instalaciones de almacenaje y tratamiento de los hidrocarburos líquidos y gaseosos, puntos de extracción de agua y áridos, sistemas de monitoreo y control remoto de la operación, flota de vehículos afectados a la operación, edificios donde funcionan las distintas instalaciones y cualquier otra estructura, maquinaria o sistema que se encuentre afectado a la operación actual de la Concesión de Explotación.

El inventario deberá contener una base de datos relacionada a un soporte gráfico georeferenciado tipo GIS u otro que la Autoridad de Aplicación disponga. Para el cumplimiento de lo precedentemente citado, la Concesionaria deberá otorgar a la autoridad de aplicación una licencia Gis o similar y entregar en formato de carga y lectura compatible (SHAPE y Posgar 94) todos los datos de las instalaciones antes mencionadas.

4.1.9. Un Informe de los Programas de Responsabilidad Social Empresaria que desarrolla en la Provincia, dando cuenta de sus estados de implementación y cumplimiento.

4.1.10. Un informe del estado de situación de los reclamos administrativos o judiciales realizados por la Provincia al Concesionario o viceversa con una breve descripción de los mismos, incluyendo el número de expediente, trámite o nota según corresponda.

4.2. La Concesionaria deberá presentar ante la Autoridad de Aplicación, previo a la suscripción del Acuerdo, un certificado de cumplimiento fiscal de regalías, cánones y de todos aquellos tributos o gravámenes que le correspondiere abonar, sean éstos nacionales o provinciales. Asimismo la Concesionaria deberá anexar declaración jurada sobre la inexistencia de pagos pendientes, a los propietarios superficiarios, de indemnizaciones por servidumbres hidrocarburíferas en los términos del art. 100 de la Ley N° 17.319 y de conformidad a los Decretos reglamentarios N° 861/96 ajustado a los valores tarifados por Resolución Conjunta N° 32/2011 Secretaría de Agricultura, Ganadería, Pesca y Alim., y Resolución Conjunta N° 115/2011 Secretaría de Energía.

4.3. La presentación de la Concesionaria determinará el conocimiento del alcance de las Bases y Condiciones contenidas en la presente convocatoria, entendiéndose que las acepta de conformidad.

4.4. Toda la información presentada por la Concesionaria pasará a ser del patrimonio de la Provincia. La Autoridad de Aplicación se compromete a dar debido resguardo y confidencialidad de la información y documentación presentada por la Concesionaria, que no se encontrare publicada en medios de difusión pública o privada de uso y costumbre en el sector hidrocarburífero, salvo previo consentimiento por escrito de la otra parte.

Art. 5°.- Consultas e Informaciones.

5.1. Las Bases y Condiciones estarán a disposición de la Concesionaria para su consulta en la sede de la Autoridad de Aplicación.

5.2. La Autoridad de Aplicación recibirá las consultas o pedidos de aclaraciones que le formulen las Concesionarias con referencia a la interpretación de las Bases y Condiciones hasta diez (10) días hábiles antes de la fecha prevista para el vencimiento de la Convocatoria que efectuará el Poder Ejecutivo Provincial, según lo establece el punto 8.3. del presente Pliego.

5.3. Si a criterio de la Autoridad de Aplicación la consulta resultare pertinente y contribuyere a una mejor comprensión e interpretación de las Bases y Condiciones, elaborará una circular aclaratoria que será notificada en el domicilio especial constituido al consultante y al resto de los interesados y se integrará al Pliego de Bases y Condiciones formando parte del mismo.

5.4. La Autoridad de Aplicación también podrá emitir de oficio las aclaraciones y circulares que considere necesarias para facilitar la interpretación de las Bases y Condiciones y/o para un mejor desenvolvimiento del procedimiento de renegociación.

5.5. Las consultas deberán formularse por escrito ante la Autoridad de Aplicación sita en la calle Irigoyen N° 530/536, C.P. 8324, de la Ciudad de Cipolletti, Provincia de Río Negro, Teléfono/Fax 54-0299 4778663.

Art. 6°.- Venta de Pliego de Bases y Condiciones.

6.1. El Pliego de Bases y Condiciones podrá ser retirado en la sede de la Autoridad de Aplicación sita en la calle Irigoyen N° 530/536, C.P. 8324, de la ciudad de Cipolletti, Provincia de Río Negro, Tel/Fax 54-0299 4778663.

6.2. El Pliego tendrá un costo, por cada Concesión de Explotación a renegociar, de Dólares estadounidenses Cincuenta mil (US\$ 50.000). Dicho monto será efectivizado mediante depósito en la cuenta que determine el Poder Ejecutivo Provincial en el decreto de creación del Registro.

6.3. Las Concesionarias que en virtud de la convocatoria implementada por la Ley Q 4571, hayan efectivizado el valor mencionado en el punto anterior quedarán eximidas de realizar nuevos pagos por dicho concepto, debiendo presentar el comprobante del depósito correspondiente.

Art. 7°.- Correspondencia.

La correspondencia relacionada con la presente Convocatoria será dirigida a la sede de la Autoridad de Aplicación, sita en calle Irigoyen 530/536 - CP 8324 - de la ciudad de Cipolletti, Provincia de Río Negro y referenciada a la "Convocatoria Pública a Empresas Titulares de Concesiones Hidrocarburíferas para su Renegociación".

Art. 8°.- Plazos de la Convocatoria:

8.1. La convocatoria se publicará en el Boletín Oficial de la Provincia por un (1) día y en medios gráficos regionales y nacionales por el término de tres (3) días consecutivos.

8.2. A partir de la última publicación a que se hace referencia en el Punto 8.1. la Concesionaria tendrá un plazo perentorio de diez (10) días hábiles para la adquisición del Pliego de Bases y Condiciones.

6 Vencido el término del Punto 8.2. la Concesionaria deberá efectuar la presentación de la documentación requerida por la Autoridad de Aplicación en un plazo no mayor de treinta (30) días.

Título II

DE LA PRESENTACION DE LA CONCESIONARIA

Art. 9°.- Lugar y Fecha de la Presentación.

9.1. Las presentaciones para esta convocatoria se realizarán en la sede de la Autoridad de Aplicación, sita en la calle Irigoyen 530/536 - CP 8324 - de la ciudad de Cipolletti, Provincia de Río Negro y serán recepcionadas hasta las 13.00 horas del último día hábil correspondiente al plazo fijado en el Punto 8.3. del presente Pliego.

9.2. La nota de presentación con el detalle de la documentación adjunta deberá realizarse en original y dos (2) copias. La documentación adjunta deberá presentarse en original o copia certificada según corresponda y en soporte magnético, en un sobre cerrado con una inscripción exterior que identifique a la Concesionaria y al Área concesionada y refiera a la:

"Documentación Adjunta a la Presentación para la Convocatoria Pública a Empresas Titulares de Concesiones de Explotación de Hidrocarburos para su Renegociación"

Art. 10.- Análisis de las Presentaciones.

10.1. La Autoridad de Aplicación analizará cada presentación y eventualmente solicitará al Concesionario las aclaraciones, información o documentación adicional que considere necesaria en el marco de los alcances de la presente convocatoria. La Concesionaria deberá responder las solicitudes adicionales dentro del plazo de cinco (5) días hábiles de notificados.

10.2. Cumplida la presentación a satisfacción de la Autoridad de Aplicación, ésta convocará a la Concesionaria mediante notificación fehaciente al domicilio especial según lo previsto en el Artículo 4.1.1.4. del presente Pliego, para que se presente en el día y horario indicados para dar inicio a la Renegociación.

Artículo 11.- Etapa de Renegociación.

11.1. La Autoridad de Aplicación analizará y evaluará las presentaciones que formalice la Concesionaria, requiriendo en cada caso el asesoramiento que estime pertinente.

11.2. La Concesionaria deberá presentar a la Autoridad de Aplicación la propuesta del Programa de Desarrollo de Explotación y Exploración y los Planes de Inversión que ejecutará en el marco del objeto del presente llamado.

11.3. La Autoridad de Aplicación y la Concesionaria darán tratamiento a las Condiciones Mínimas de Renegociación, de acuerdo a la mención establecida en el Título III del presente Pliego.

11.4. El plazo de Renegociación no podrá exceder los cuarenta y cinco (45) días contados desde el inicio de la Renegociación y cualquiera de las partes podrá renunciar a la misma sin invocación de causa, resultando de aplicación, en su caso, lo establecido en el Artículo 14 del presente Pliego de Bases y Condiciones.

11.5. Arribado a un consenso se suscribirá el Proyecto de Acuerdo entre la Autoridad de Aplicación y la Concesionaria, el que será elevado al Poder Ejecutivo para su aprobación, conjuntamente con un informe pormenorizado.

11.6. El Acuerdo será remitido por el Poder Ejecutivo a la Legislatura Provincial para su ratificación en los términos del artículo 2° de la ley que aprueba el presente.

Título III DE LAS CONDICIONES MINIMAS DE RENEGOCIACION

Art. 12.- Condiciones Mínimas de Renegociación.

Las condiciones mínimas para la Renegociación que debe cumplimentar la Concesionaria, comprenden a las que se enuncian a continuación, pudiendo en cada caso, ampliarse en su alcance y/o contenido en razón que esta enumeración no reviste carácter de taxativo.

12.1. Obligarse al pago de una suma de dinero a convenir entre las Partes, denominada Bono Fijo que efectivizará en los plazos y modalidades pactadas en el punto 3.1. del Acuerdo.

12.2. Obligarse al cumplimiento del compromiso Como Aporte al Desarrollo Social y Fortalecimiento Institucional, en los plazos y modalidades estipulados en el punto 3.2. del Acuerdo.

12.3. Obligarse a abonar mensualmente desde la firma del Acuerdo, un Aporte Complementario de Petróleo y un Aporte Complementario de Gas, acordados entre las Partes en el punto 3.2. del Acuerdo, los que no deberán ser inferiores a un tres coma cinco por ciento (3,5%) de la Producción de Petróleo y de Gas respectivamente.

12.4. Convenir un Adicional por Renta Extraordinaria que incremente el aporte del punto 12.2., a pagar a la Provincia cuando se den las causales y en los porcentajes descriptos en el punto 3.3. del Acuerdo.

12.5. Abonar durante el plazo de la Concesión de Explotación y su prórroga, las anualidades correspondientes al Compromiso de Capacitación en los montos y plazos fijados en el punto 3.4. del Acuerdo.

12.6. Formular una propuesta de compromiso de inversiones en explotación y exploración, a los efectos de incrementar las reservas de hidrocarburos y su producción, que incluirá inversiones y gastos, aplicables a la Concesión de Explotación de su titularidad, en la forma indicada en el punto 3.5. y en los Anexos A y B del Acuerdo.

12.7. Aceptar expresamente los programas de inspección y fiscalización a realizar por la Autoridad de Aplicación, y/o por quien ella disponga.

12.8. Obrar de conformidad con los principios rectores del Compre Rionegrino y con la contratación de mano de obra provincial, aceptando expresamente que para la contratación o subcontratación de trabajos o servicios necesarios para llevar a cabo la actividad deberán utilizar marcos contractuales de mediano y largo plazo, salvo que el trabajo o servicio contratado sea requerido por un plazo corto.

12.9. Ejercer la responsabilidad social empresaria contribuyendo al desarrollo provincial en materia de educación, medio ambiente, salud, cultura, ciencia e investigación, energías renovables y desarrollo comunitario.

12.10. Preservar el medio ambiente de acuerdo a lo establecido en la normativa nacional, provincial y municipal, además de remediar los impactos ambientales en función de los pasivos ambientales declarados y/o detectados.

12.11. Aceptar expresamente la facultad de la Autoridad de Aplicación para instrumentar la reversión total o parcial a favor de La Provincia de aquellas superficies de la Concesión de Explotación que no registren, a criterio de la Autoridad de Aplicación, inversiones razonables.

12.12. Acordar diferencias en el pago de cánones, regalías o deudas impositivas y demás obligaciones, cuando corresponda, revisando la situación de cualquier otro reclamo administrativo y/o judicial.

12.13. Revisar la situación emergente de la extracción de áridos en tierras fiscales y regularizar el pago del canon por uso industrial de agua pública.

12.14. Abonar el impuesto de sellos correspondiente a los acuerdos que celebre en jurisdicción de la Provincia, o cuyos efectos se cumplan en la misma, los que deberán suscribirse con las formalidades inherentes al "principio instrumental" previsto en la ley 23548, artículo 9° punto b.2, de forma tal que se califiquen en el Código Fiscal Provincial vigente como instrumentos gravados.

12.15. Imponerse para sí, exigir y controlar para el caso de contratistas y subcontratistas, que todas las unidades móviles que se desplacen por el Area de Concesión de Explotación que desarrollen tareas de atención de instalaciones, supervisión, mantenimientos ordinarios y extraordinarios estén patentadas en la Provincia y en el municipio más cercano al Area operativa.

Título IV DE LA INSPECCION Y FISCALIZACION

Art. 13.- Inspección y Fiscalización.

13.1. La Autoridad de Aplicación ejercerá por sí y/o por intermedio de quien ella designe, las facultades de inspección y fiscalización derivadas del Acuerdo que se firme como consecuencia de la Renegociación, como así

también sobre las actividades conexas en observancia de las normas contractuales, legales y reglamentarias de orden nacional y provincial vigentes.

13.2. Las facultades descriptas no obstan al ejercicio de las atribuciones conferidas a la Autoridad de Aplicación por otras normas cuyo cumplimiento también autorice el pleno ejercicio del poder de policía en materia de su competencia.

Título V DE LA EXTINCION DE LA CONCESION

Art. 14.- Extinción de la Concesión y llamado a Licitación Anticipada.

14.1. Esta convocatoria implica, para quienes se presenten cumpliendo los requisitos de las Bases y Condiciones, la habilitación para el tratamiento de las condiciones previstas por el artículo 35 de la ley nacional 17.319, en función del artículo 81 inciso a) y el artículo 6° de la ley nacional 26.197.

14.2. Serán consideradas como causal de desistimiento de la solicitud a que da lugar la norma que aprueba este Pliego:

14.2.1. La falta de inscripción de la Concesionaria en el Registro Provincial de Renegociación de Concesiones de Explotación de Areas Hidrocarburíferas.

14.2.2. La no presentación al momento de la notificación cursada por la Autoridad de Aplicación en los términos del artículo 10 del presente Pliego.

14.2.3. La presentación de planes de inversión que no hayan resultado satisfactorios a criterio de La Provincia.

14.2.4. La falta del consenso previsto en el punto 11.5. del presente Pliego luego del plazo previsto para la negociación.

14.3. El desistimiento generado por cualquiera de las causales premencionadas provocará la extinción de la Concesión de Explotación al vencimiento de su plazo de vigencia, pudiendo la Provincia proceder al llamado a licitación anticipada de las Concesiones de Areas Hidrocarburíferas cuya renegociación no sea acordada e instrumentada contractualmente.

14.4. La Autoridad de Aplicación podrá, consecuentemente convocar a Licitación Pública para la presentación de ofertas para la adjudicación de dichas Areas, bajo las modalidades y condiciones que estime adecuadas para el mejor resguardo del recurso natural no renovable correspondiente a dichos bloques geológicos. Las referidas modalidades y condiciones deberán ajustarse como mínimo a las exigencias de este Anexo.

Anexo II MODELO DE ACUERDO DE RENEGOCIACION

En la ciudad de Cipolletti, a los días del mes de del año 2013 se reúnen por una parte la Provincia de Río Negro, representada en este acto por, con domicilio constituido en calle Laprida N° 212 de la ciudad de Viedma, en adelante la PROVINCIA; por la otra la/s empresa/s, en adelante la CONCESIONARIA, representada/s en este acto por sus apoderados, con domicilio constituido en la calle de la ciudad de Cipolletti, Provincia de Río Negro, las que convienen en celebrar el presente Acuerdo:

ANTECEDENTES:

Con fecha el Poder Ejecutivo Provincial mediante el Decreto N° creó el Registro Provincial de Renegociación de Concesiones de Explotación de Areas Hidrocarburíferas y efectuó la Convocatoria Pública de Empresas Concesionarias de Explotación de Areas Hidrocarburíferas de la Provincia de Río Negro otorgadas por el Estado Nacional, interesadas en renegociar sus concesiones, en el marco de la legislación nacional y provincial vigente, y en cumplimiento de lo establecido por la Ley Provincial que aprueba las Bases y Condiciones aplicables a dicha convocatoria pública, todo ello en el marco de las Leyes Nacionales 17319, 23696, 24145 y 26197, Ley Provincial Q 4296, Decretos del Poder Ejecutivo Nacional 1055/89, 1212/89, y demás legislación nacional y provincial vigente y aplicable. Asimismo, autorizó a la Autoridad de Aplicación a efectuar el proceso de convocatoria y renegociación de las concesiones.

En esta oportunidad La Provincia, en el marco de la legislación hidrocarburífera vigente, además de la administración de las Areas y concesiones, renegocia las condiciones de explotación de las referidas concesiones, con el objetivo de aumentar las reservas y la producción de hidrocarburos; como así también mejorar las inversiones en exploración, debido a que las características propias de los trabajos requieren de una capacidad técnica y económica acorde con las obligaciones derivadas de la actividad; todo ello en el marco de las Leyes 17319, 24145, 23696 y Ley Provincial Q 4296 y normativa derivada de la misma; y, específicamente en la Ley Nacional 26197 que en su Artículo 6° establece que las Provincias, como Autoridad de Aplicación están facultadas, entre otras cosas, para disponer la extensión de los plazos legales y/o contractuales.

Con fecha, la Concesionaria presentó a La Provincia una nota mediante la cual solicitó la inscripción en el Registro Provincial de Renegociación de Concesiones de Explotación de Areas Hidrocarburíferas adjuntando la documentación requerida por el Pliego de Bases y Condiciones.

Posteriormente la Autoridad de Aplicación notificó a la Concesionaria, el inicio del período de negociación mediante Nota N° de fecha

Como resultado de dicho proceso, es intención de las Partes suscribir el presente Acuerdo que se sujetará a las siguientes cláusulas y condiciones, en el marco de las facultades otorgadas por la Ley Provincial N° y el Decreto N°

En consecuencia las Partes
Convienen:

Artículo 1°: Objeto

Efectuar la renegociación de la Concesión de Explotación del Área ubicada en el territorio administrado por la Provincia, prevista en la Ley y; consecuentemente prorrogar el plazo original otorgado mediante.....

La prórroga del plazo de la presente Concesión de Explotación del Área precedentemente identificada será por el término de diez (10) años, contados a partir del; de forma tal que su vencimiento operará el día

Art. 2°: Declaraciones y Garantías

2.1. La Concesionaria declara y garantiza en forma irrevocable a La Provincia que:

2.1.1. Cumplirá en tiempo y forma con el compromiso de inversiones en explotación propuesto en función del punto 12.5. del Pliego de Bases y Condiciones, valorizado en el punto 3.5. y detallado en el anexo A, ambos de este Acuerdo, a los efectos de incrementar las reservas de hidrocarburos y su producción.

2.1.2. Realizará tareas de exploración sobre las Areas de exploración remanentes que existieran, correspondientes al Área de su titularidad que se nomina en el Artículo 1° del presente y la evaluación integral de todos sus reservorios, con el objeto de propender a un aumento de reservas que permitan mantener un adecuado nivel de producción y horizonte de las mismas en función de la viabilidad técnico-económica de los reservorios.

2.1.3. Ejecutará los trabajos con arreglo a las más racionales, modernas y eficientes técnicas en correspondencia con las características y magnitud de las reservas que comprobare, asegurando al mismo tiempo la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación económica y técnicamente adecuada al yacimiento.

2.1.4. Cumplirá en tiempo y forma con las tareas de remediación y/o saneamiento ambiental y ejecutará los trabajos con arreglo a las más racionales, modernas y eficientes técnicas que la Secretaría de Medio Ambiente de la Provincia apruebe.

2.2. Por medio del presente la Provincia declara y garantiza en forma irrevocable a la Concesionaria que:

2.2.1. La Provincia tiene plenas facultades para celebrar el Acuerdo y cumplir sus obligaciones.

2.2.2. La celebración, otorgamiento y cumplimiento del presente Acuerdo no vulnera ninguna disposición de la normativa aplicable, así como ninguna resolución, decisión o fallo de ninguna autoridad estatal y/o judicial nacional o provincial. En particular La Provincia declara y garantiza que la extensión de las concesiones se rige por las Leyes Nacionales N° 17319 y N° 26197.

2.2.3. No hay ninguna acción, juicio, reclamo, demanda, auditoría, arbitraje, investigación o procedimiento (ya sea civil, penal, administrativo, de instrucción o de otro tipo) que impida a la PROVINCIA la firma del presente Acuerdo.

2.2.4. La Concesionaria tendrá el uso y goce pacífico sobre las concesiones de explotación y de transporte de su titularidad, por todo el plazo de la Concesión de Explotación y su prórroga, y la Provincia mantendrá indemne a la Concesionaria frente a cualquier reclamo o acción o decisión o cambio legislativo, que pueda afectar o modificar el régimen de dominio que rige sobre las superficies de las Concesiones de Explotación en jurisdicción de la Provincia.

Art. 3°: Condiciones de Renegociación.

3.1. Bono Fijo: La Concesionaria abonará a la Provincia como Bono Fijo, los importes totales que se indican a continuación:

Por renegociación de Concesión: la suma de Dólares estadounidenses (US\$).

Este monto se hará efectivo en tres cuotas al tipo de cambio del Banco de la Nación Argentina, tipo vendedor, del cierre del tercer día anterior al pago, según el siguiente detalle y condiciones a saber:

La primera, equivalente al cincuenta por ciento (50%), dentro de los cinco (5) días hábiles de la ratificación legislativa del Acuerdo.

La segunda, equivalente al treinta por ciento (30%), dentro de los trescientos sesenta y cinco (365) días de la ratificación legislativa del Acuerdo.

La tercera, equivalente al veinte por ciento (20%), dentro de los setecientos treinta (730) días de la ratificación legislativa del Acuerdo.

3.2. Aporte al Desarrollo Social y Fortalecimiento Institucional: La Concesionaria asume el compromiso de realizar un aporte equivalente al veinte por ciento (20%) del Bono Fijo que será efectivizado mediante la entrega a la Provincia de infraestructura edilicia y/o equipamiento operativo con destino a instituciones de la educación, de salud y/u organismos estatales. La individualización de estos edificios y/o equipamiento, su valorización y metodología aplicable, será convenida en cada caso entre la Concesionaria y la Provincia representada por la Autoridad de Aplicación.

3.3. Aporte Complementario: La Concesionaria asume el compromiso de realizar los aportes que se describen a continuación, a distribuir en un noventa por ciento (90%) a la Provincia y el diez por ciento (10%) a EDHPSA:

3.3.1. Aorte Complementario de Petróleo: Consistente en el por ciento (.....%) de la Producción de Petróleo mensual. Este compromiso abarca a la Producción de Petróleo, a partir de la firma del Acuerdo y se efectivizará en cualquiera de las siguientes modalidades, conforme lo determine la Provincia y/o EDHPSA, cada una respecto de su respectivo porcentaje, y comuniquen a la Concesionaria, con una anticipación no menor a noventa (90) días:

3.3.1.1. La liquidación en efectivo del monto equivalente en dinero, valorizado a la fecha de cierre de la Producción de Petróleo mensual, sobre la base de los precios efectivamente obtenidos por la Concesionaria en las operaciones de comercialización de los volúmenes mensuales producidos, la que se efectivizará mediante depósito en la Cuenta Corriente N° 900002462 Sucursal N° 250 para la Provincia y en la Cuenta Corriente N° 730012233 Sucursal 251 para EDHPSA, ambas del Banco Patagonia, o;

3.3.1.2. La entrega mensual del porcentaje de la Producción de Petróleo del mes, en el Punto de Medición que se determine.

3.3.2. Aporte Complementario de Gas: Consistente en el por ciento (.....%) de la Producción de Gas mensual. Este compromiso abarca a la Producción de Gas, a partir de la firma del Acuerdo. La liquidación en efectivo del monto equivalente en dinero, valorizado a la fecha de cierre de la Producción de Gas mensual, sobre la base de los precios efectivamente obtenidos por la Concesionaria en las operaciones de comercialización de los volúmenes mensuales producidos, se efectivizará mediante depósito en la Cuenta Corriente N° 900002462 Sucursal N° 250 para la Provincia y en la Cuenta Corriente N° 730012233 Sucursal N° 251 para EDHPSA ambas del Banco Patagonia.

3.3.3. Para el pago correspondiente por los conceptos descriptos en los puntos 3.2.1. y 3.2.2. los vencimientos operarán en los mismos plazos que los pagos de regalías. El tipo de cambio a considerar será el del Banco de la Nación Argentina, tipo vendedor, del cierre del día hábil anterior al pago.

Adicional por Renta Extraordinaria: Las Partes convienen en realizar ajustes adicionales a los porcentajes previstos como Aorte Complementario de Petróleo, definido en el punto 2.1.2. del Pliego y desarrollado en el punto 3.2.1. del Acuerdo, y/o Aporte Complementario de Gas, definido en el punto 2.1.2. del Pliego y desarrollado en el punto 3.2.2. del Acuerdo, que la Concesionaria abonará a la Provincia en la cuenta individualizada en los puntos 3.2.1.1. y 3.2.2.1., cuando se establezcan condiciones de renta extraordinaria generadas por el incremento de precio efectivamente percibido por la venta de Petróleo y/o Gas respectivamente, de acuerdo con los siguientes lineamientos:

3.3.1. *Petróleo:* El Adicional por Renta Extraordinaria para Petróleo, resultará exigible y la Concesionaria abonará mensualmente un cero coma cinco por ciento (0,5%) más, acumulativo adicional al Aporte Complementario de petróleo, por cada 5 US\$/bbl en que aumente el Precio de Venta del Petróleo a partir de los 80 US\$/bbl.

3.3.1.3. Definiciones:

Precio de Venta del Petróleo: Es para cada período el promedio ponderado por volumen de los precios de venta de petróleo, calidad Medanita, en el mercado interno y/o externo, o el precio corriente en el mercado interno de petróleo producido en La Provincia, en caso de transferencia a refinerías de petróleo controladas por la Concesionaria.

Cálculo del Adicional por Renta Extraordinaria para Petróleo: El cálculo se efectuará sobre la producción de Petróleo tratado más la producción de condensado recuperada en Unidades de Separación Primarias (USP) de yacimientos de gas y la gasolina obtenida en Plantas de Tratamiento de Gas de la Concesión detallada en el Artículo 1° del presente, valorizada de acuerdo al precio del Petróleo según lo definido en el presente punto y corregido según grado API.

El pago del Adicional por Renta Extraordinaria para Petróleo al Aporte Complementario de Petróleo comenzará a devengarse a partir del mes siguiente a aquél en que se verifiquen las condiciones indicadas en el punto 3.3. inclusive. Los vencimientos operarán en los mismos plazos que los pagos de regalías y el tipo de cambio a considerar será el del Banco de la Nación Argentina, tipo vendedor, del cierre del día hábil anterior al pago.

3.3.2. Gas: El Adicional por Renta Extraordinaria para Gas resultará exigible y la Concesionaria abonará mensualmente un cero coma cinco por ciento (0,5%) más, acumulativo adicional al Aporte Complementario de Gas, por cada 0,5 U\$S/M BTU en que aumente el Precio de Venta del Gas Natural a partir de los 3,5 U\$S/M BTU.

3.3.2.3. Definiciones:

Precio de Venta del Gas Natural: Es para cada período el precio promedio ponderado por volumen de ventas del Gas Natural producido por la Concesionaria en las concesiones de su titularidad, en La Provincia con destino a los diferentes mercados interno y externo (netos de los derechos de exportación y/o cualquier otro tributo que lo modifique o reemplace en el futuro) efectivamente percibidos por la Concesionaria, que contempla, a la fecha y a manera indicativa, los siguientes segmentos: Residencial, Comercial, GNC, industrias, Centrales Térmicas y otros, en el marco de la Resolución SEN 599/07, así como las ventas que se realicen en el mercado interno a través de los mecanismos regulatorios hoy existentes (Inyección Adicional Permanente) según la Resolución SEN 659/07.

Cálculo del Adicional por Renta Extraordinaria: El cálculo se efectuará sobre la producción total de Gas Natural de cada Concesión de Explotación detallada en el Artículo 1° del presente, valorizada de acuerdo al Precio del Gas Natural definido en el presente punto, medida en todos los puntos de venta interno y/o externo, más el gas de consumo interno y el gas aventado y/o no captado. El único gas producido que queda exceptuado de este punto es el reinyectado a formación y el Retenido en Plantas de Tratamiento (RTP).

El pago del Adicional por Renta Extraordinaria al Aporte Complementario de Gas comenzará a devengarse a partir del mes siguiente en que se verifiquen las condiciones indicadas en este punto 3.3. inclusive. Los vencimientos operarán en los mismos plazos que los pagos de regalías y el tipo de cambio a considerar será el del Banco de la Nación Argentina, tipo vendedor, del cierre del día hábil anterior al pago.

3.4. Compromiso para Capacitación, Investigación y Desarrollo: La Concesionaria deberá abonar a la Provincia un aporte anual para destinar a los conceptos enunciados, que se corresponderá con los montos que se detallan a continuación:

3.4.1. Dólares estadounidenses Veinticinco mil (U\$S 25.000) cuando el volumen de producción del AREA sea de hasta 500 BOE/día.

3.4.2. Dólares estadounidenses Cincuenta mil (U\$S 50.000) cuando el volumen de producción del AREA supere los 500 BOE/día.

3.4.3. Para la primera anualidad la Concesionaria deberá efectivizar dicho monto dentro de los sesenta (60) días contados a partir de la firma del Acuerdo. Las anualidades siguientes deberán abonarse antes del 28 de febrero de cada año.

3.4.4. La falta de pago dentro de los plazos establecidos, importará la mora automática de la Concesionaria y la hará pasible del pago de un interés punitivo equivalente a la tasa activa que fija el Banco de la Nación Argentina para sus operaciones de descuento de documentos.

3.5. Plan de Desarrollo e Inversión: La Concesionaria se compromete a ejecutar un Plan de Desarrollo e Inversión, que, respondiendo a los criterios enunciados en el punto 2.1. del presente, incluirá inversiones y gastos, por un monto total de Dólares estadounidenses (U\$S.....) aplicables a la Concesión de Explotación, detalladas en los Anexos A y B del Acuerdo.

El Anexo A contiene el detalle de inversiones y gastos para la explotación de los yacimientos, proyectados hasta el final del plazo del Acuerdo, con un compromiso de erogación total de Dólares estadounidenses (U\$S).

El Anexo B contiene el detalle de inversiones y gastos para la exploración con un compromiso de erogación total de Dólares estadounidenses (U\$S).

Lo anterior es válido siempre y cuando durante la vigencia de la Concesión de Explotación: a) no operen reversiones totales o parciales en la misma; b) no se reduzca la superficie remanente de exploración por ampliación y/o surgimiento de lotes de explotación, en cuyo caso se realizarán los ajustes correspondientes. Los casos particulares que puedan originar desvíos en los montos indicados precedentemente, deberán ser puestos a consideración de la Autoridad de Aplicación para su aprobación.

3.6. Fiscalización y Control: El seguimiento de los trabajos, erogaciones e inversiones a realizar dentro de las concesiones identificadas en el Artículo 1° será efectuado por la Autoridad de Aplicación.

3.7. Compre Rionegrino: La Concesionaria, así como sus contratistas y subcontratistas, deberá emplear en todas las contrataciones que realice en el marco de la Concesión de Explotación, como mínimo un ochenta por ciento (80 %) de mano de obra, proveedores y empresas de servicios locales, con el objetivo de propender al sostenimiento de fuentes de trabajo permanentes dependientes de la industria petrolera y consolidar un mercado local competitivo, a través del fortalecimiento de micro, pequeñas y medianas empresas rionegrinas. Para el caso de empresas, se entiende que cumple la condición de local aquella firma que radique una base de operaciones y tribute en la Provincia. Para el caso de mano de obra, se entiende que cumple la condición de local aquella persona que acredite residencia efectiva en la Provincia con una antigüedad no menor a los dos (2) años al 31/12/1012, debiendo respetarse el porcentaje aludido precedentemente en iguales proporciones para el personal operativo, de base, administrativo, supervisión y jefaturas. No obstante, cuando por la especificidad y/o por las características de las tareas a realizar, no resulte posible (por ejemplo la no disponibilidad o entrega en los plazos requeridos por la operación, la seguridad para las personas e instalaciones, etc.) la contratación de mano de obra, proveedores y empresas de servicios locales, la Concesionaria quedará liberada de esta obligación, previa acreditación fehaciente de tal circunstancia por ante la Autoridad de Aplicación. Asimismo, para la contratación o subcontratación de trabajos o servicios necesarios para llevar a cabo la actividad deberán utilizar marcos contractuales de mediano y largo plazo, salvo que el trabajo o servicio contratado sea requerido por un plazo menor al señalado anteriormente, bajo apercibimiento de ser sancionado conforme al artículo 8° del presente.

Independientemente del domicilio constituido en la ciudad de Cipolletti, conforme lo establecido en el punto 4.1.1.4. de las Bases y Condiciones para la Convocatoria, la Concesionaria deberá tener al menos una sede de operaciones en La Provincia, la que deberá ajustarse a lo que las normas municipales dispongan en materia de habilitación comercial.

3.8. Responsabilidad Social Empresaria: La Concesionaria contribuirá en el ámbito estatal de la Provincia al desarrollo en materia de educación, medio ambiente, salud, cultura, ciencia e investigación, energías renovables y desarrollo comunitario.

En tal sentido se entiende por Responsabilidad Social Empresaria a la adopción por parte de la Concesionaria de un compromiso de participar como integrante de la sociedad local y regional en la que actúa, contribuyendo a aliviar los problemas de la comunidad donde está inserta asumiendo una conducta ética, a través de una inversión socialmente responsable, que es la que compatibiliza los rendimientos económicos de la empresa con los valores de sostenibilidad ambientales y sociales de los recursos para las próximas generaciones.

Anualmente se debe confeccionar un Balance Social de la Empresa, documento que recoge los resultados cuantitativos y cualitativos del cumplimiento de la responsabilidad social de la empresa y permite evaluar su desempeño en términos de activos y pasivos sociales durante dicho período anual.

3.9. Medio Ambiente: La Concesionaria estará obligada a cumplir durante toda la vigencia de la Concesión de Explotación con toda la normativa legal vigente en materia ambiental, aplicable a los titulares de tales permisos y concesiones y con la que eventualmente se dicte en el futuro, y en especial con las siguientes normas: Artículo 41 de la Constitución Nacional y Artículos 84 y 85, concordantes con el Artículo 79 de la Constitución de la Provincia de Río Negro; Leyes Provinciales Q 2952 (Código de Aguas) y M 3266 (Regulación del Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental) y sus decretos reglamentarios; Ley Nacional 17319 y su reglamentación vigente; Decreto Provincial 452/05 y las Resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación 105/92, 319/93, 341/93, 05/96, 201/96, 24/04, 25/04 y 785/05; así como las normas que dicte la autoridad competente en el futuro. En particular, constituyen obligaciones de la Concesionaria, adoptar las medidas necesarias para la prevención de la contaminación, tanto de carácter operativo como accidental, así como también toda norma para el abandono de instalaciones y uso racional de los recursos.

En cuanto a los pasivos ambientales la Concesionaria remediará los impactos ambientales de acuerdo a los planes de remediación y al cronograma de cumplimiento a convenir con la Autoridad de Aplicación.

3.10. Superficies de Exploración: Sin perjuicio del derecho de la Concesionaria a revertir de manera total o parcial superficies de exploración complementaria, siempre que no se contrapongan con la legislación vigente y evaluando los motivos y las razones que la fundamentan, tendiendo en todos los casos a asegurar proporciones geográficas convenientes para el futuro aprovechamiento de las superficies revertidas; las Partes ratifican los actuales límites y superficies de la Concesión de Explotación que constituye el objeto del Acuerdo, en función de los compromisos de erogación asumidos por la Concesionaria mediante el Acuerdo y en atención al conocimiento geológico de la Concesionaria que se posiciona como la mejor opción para realizar las exploraciones complementarias en la Concesión.

3.10.1. El pago del canon de opción por retención de superficie remanente de la Concesión de Explotación, (Decreto Nacional 820/98) no es una condición suficiente para retener la misma, sin la realización de inversiones en exploración.

3.10.2. De acuerdo a lo detallado en el Anexo B, a partir del año 2013, todos los años hasta el fin del Acuerdo, la Concesionaria deberá invertir en exploración una cifra no inferior a dos (2) UT por km² de la superficie remanente.

3.10.3. Cada UT equivale a Dólares estadounidenses Cinco mil (US\$ 5.000), cuyo monto será actualizado por la Secretaría de Energía de la Nación.

3.10.4. Cuando las UT que se ejecuten durante un año, resulten superiores a las comprometidas, las mismas podrán ser trasladadas hasta los tres (3) años siguientes y se ajustarán en caso que se produzca la actualización prevista en 3.10.3.

3.10.5. Cuando la Concesionaria no pueda cumplir con el compromiso de inversiones correspondiente a un determinado año, presentará a la Autoridad de Aplicación una garantía monetaria y podrá trasladar así sus obligaciones hasta un máximo acumulado de tres (3) años. Caducado el plazo garantizado, la Autoridad de Aplicación podrá ejecutar la garantía por la obligación contraída.

3.10.6. Cuando se realicen trabajos exploratorios dentro del lote de explotación de la Concesión de Explotación, la Autoridad de Aplicación los podrá acreditar como UT dentro de la superficie de exploración remanente, en caso que se realicen tareas de exploración a horizontes de mayor profundidad que los actualmente en producción.

3.10.7. Cuando la Concesionaria no proceda de acuerdo a lo establecido en los puntos 3.10.1, 3.10.2 y 3.10.5, perderá sus derechos sobre la superficie de exploración remanente, la que se restituirá a La Provincia.

3.10.8 La Concesionaria tendrá derecho a revertir de forma total o parcial las superficies de exploración complementarias de la Concesión de Explotación.

3.11. Uso Industrial de Agua Pública: La Concesionaria abonará el correspondiente canon por uso industrial de agua pública.

3.12. Los materiales utilizados en la actividad, deberán provenir de canteras mineras debidamente habilitadas por la Autoridad Provincial correspondiente.

3.13. Pasantías: La Concesionaria se obliga a incorporar, a su cargo, anualmente a un estudiante terciario y/o universitario radicado en la Provincia de Río Negro que curse carreras afines a la actividad hidrocarburífera, contratado en el marco de la Ley 26427 y concordantes, para capacitarlo en tareas de la industria.

3.14 Licencias Informáticas: La Concesionaria contratará a su cargo y a nombre de la Autoridad de Aplicación y/o quien ésta le indique, una licencia GIS o similar que resulten aptas para el cumplimiento de lo estipulado en el punto 4.1.8. del Pliego.

Art. 4°: Información a Entregar a la Autoridad de Aplicación

Durante la vigencia de la Concesión, la Concesionaria deberá suministrar en tiempo y forma a la Autoridad de Aplicación la documentación técnica, información y programas de acuerdo a lo previsto por las normativas provinciales y nacionales aplicables y vigentes.

Art. 5°: Comienzo de Vigencia

La totalidad de las obligaciones asumidas en el presente Acuerdo resultarán exigibles a partir de su ratificación por parte de la Legislatura.

Art. 6°: Impuesto de Sellos:

Para el cálculo del Impuesto de Sellos la base imponible del presente Acuerdo está dada por la suma de Dólares Estadounidenses (US\$).

Art. 7°: Comisión de Enlace Técnico:

La Autoridad de Aplicación y la Concesionaria, conformarán una Comisión de Enlace Técnico, integrada por dos (2) representantes de la Autoridad de Aplicación y dos (2) de la Concesionaria.

La Comisión se reunirá en forma obligatoria al menos una (1) vez cada ciento ochenta (180) días, en lugar a determinar por la Autoridad de Aplicación y convocará a reuniones extraordinarias si fuera necesario, con el objeto de monitorear el desarrollo de la actividad física de las tareas de exploración y/o explotación del yacimiento.

Los puntos tratados en cada reunión y los acuerdos alcanzados, deberán constar en un acta suscripta por las partes.

Art. 8°: Incumplimientos:

La falta de cumplimiento en tiempo y forma por parte de la Concesionaria de las obligaciones establecidas en los Artículos 3° y 4° de este Acuerdo, facultará, previa intimación en forma fehaciente por un plazo máximo de quince (15) días, a la Autoridad de Aplicación a la aplicación de una multa que

será graduada según la gravedad del incumplimiento entre un mínimo equivalente al valor de cincuenta metros cúbicos (50 m³) de petróleo tipo mediano en el mercado interno y un máximo de cinco mil metros cúbicos (5000 m³) del mismo hidrocarburo por cada infracción.

En caso de persistir en el incumplimiento de todas o alguna de las obligaciones objeto de la intimación por un plazo mayor de treinta (30) días, la multa aplicada según el párrafo anterior podrá ser duplicada a solo criterio de la Autoridad de Aplicación.

En caso de incumplimientos reiterados, sustanciales e injustificados de las obligaciones asumidas en los Artículos 3° y 4° de este Acuerdo, dichos incumplimientos serán considerados como causal de caducidad de la Concesión de Explotación, de acuerdo a lo previsto en los Artículos 80, 87 y concordantes de la Ley 17319.

Previamente a la declaración de caducidad, La Provincia intimará a la Concesionaria para que subsane las posibles transgresiones en un plazo razonable. Respecto del resto de las obligaciones y compromisos asumidos por la Concesionaria en este Acuerdo no implicarán la aplicación de las sanciones enunciadas, sino que su cumplimiento podrá ser exigido por las vías administrativas y/o judiciales competentes, según corresponda.

Art. 9°: Legislación Aplicable. Solución de Conflictos

9.1. El Acuerdo se regirá y será interpretado conforme a las leyes nacionales y provinciales vigentes.

A los efectos de la interpretación normativa en casos de controversia deberá observarse el siguiente orden de prelación:

- a. Artículo 124 de la Constitución Nacional.
- b. Artículos 70 y 79 de la Constitución Provincial.
- c. Ley Nacional 17319 (Ley Federal de Hidrocarburos), Ley Nacional 26197 y Código de Minería de la República Argentina; sus decretos, leyes modificatorias, resoluciones y disposiciones operativas de la Secretaría de Energía de la Nación.
- d. Ley Provincial Q 4296.
- e. Ley Provincial Q 2627, Decreto Reglamentario 24/03.
- f. Ley Nacional 24145 (Federalización de Hidrocarburos).
- g. Decretos del Poder Ejecutivo Nacional que regulen la actividad hidrocarburífera.
- h. Ley Provincial 3250 (Gestión de Residuos Especiales y Salvaguarda del Patrimonio Ambiental).
- i. Ley Provincial 3266 (Regulación del Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental).
- j. Ley Provincial 2952 (Código de Aguas); Ley Provincial 4187; y Decreto Provincial 492/05.
- k. Resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación que regulen la actividad hidrocarburífera.

9.2. Las Partes solucionarán de buena fe, por medio de la consulta mutua, toda cuestión o disputa que surja de o con relación al Acuerdo y tratarán de llegar a un arreglo sobre dichas cuestiones o disputas.

9.3. Las divergencias que puedan suscitarse por disparidad de interpretación y aplicación del presente Acuerdo que no pudieran resolverse entre las Partes serán sometidas a la competencia de los Tribunales Ordinarios de la Primera Circunscripción Judicial de la Provincia de Río Negro, con asiento en la ciudad de Viedma, con exclusión y renuncia expresa a cualquier otro fuero o jurisdicción que pudiere corresponder.

Las Partes suscriben el presente Acuerdo en el lugar y fecha indicados en el encabezamiento, en tres (3) ejemplares de un mismo tenor y a un solo efecto.

Anexo A

PLAN DE INVERSIONES EN EXPLOTACION

El plan de inversiones en explotación tiene como objetivo desarrollar las reservas del Área.....hasta el fin del Acuerdo. Por lo tanto la Concesionaria se compromete a la perforación de nuevos pozos, y a la adecuación, mejoramiento y optimización de instalaciones para obtener la máxima recuperación de las reservas descubiertas y a descubrir, por medio de una operación racionalmente compatible con la explotación económica y técnicamente adecuada al yacimiento.

Asimismo, detalla las inversiones anuales discriminadas en Perforación de Pozos, Baterías, Plantas de Tratamiento, Acueductos, Líneas de conducción, Oleoductos, Gasoductos y otras; de acuerdo al formato de la SEN (Res. 2057/2005 Anexos I y II), y los gastos anuales previstos en Mano de Obra, WorkOver, Servicios, Energía, Materiales y otras (Componentes del Lifting Cost).

La Concesionaria confeccionará, como parte del plan, un cronograma de inversiones y otro de gastos anuales que contemplen la totalidad del período de la Concesión de Explotación.

Anexo B
PLAN DE INVERSIONES
EN EXPLORACION

Planilla Anexa al Decreto N° 1911

El plan de inversiones en exploración tiene como objetivo incrementar las reservas de hidrocarburos hasta el fin del Acuerdo en el Area no certificadas a la fecha. Los trabajos de exploración se podrán realizar fuera de los lotes de explotación existentes o bien se podrán sondear horizontes más profundos dentro de lotes de explotación existentes, tratando de ubicar otros objetivos incluso los denominados No Convencionales. Para ello la Concesionaria deberá presentar el detalle de las tareas a realizar en cada trienio, con las erogaciones previstas en cada período considerado, hasta el fin del Acuerdo.

Asimismo detalla las inversiones discriminadas en Registración y Procesamiento de Sísmica 2D y Sísmica 3D, Magnetometría, Gravimetría, Relevamientos Aéreos, Perforación de Pozos, y otras, conforme al formato de SEN (Res. 2057/2005 Anexos I y II) y los gastos previstos en Mano de Obra, Servicios, Transporte, Materiales y otras.

La Concesionaria confeccionará, como parte del plan, un cronograma de inversiones y otro de gastos anuales que contemplen la totalidad del período del Acuerdo.

Cuando la Autoridad de Aplicación compruebe, en forma fehaciente, que no se ha cumplido el plan de inversiones en programas de exploración, podrá obligar al Concesionario a cumplir ese compromiso en plazos razonables, bajo apercibimiento de disponer la reversión de aquellas fracciones de superficies involucradas.

—oOo—

DECRETOS**DECRETO N° 1911**

Viedma, 21 de diciembre de 2012.

Visto, el Expte. N° 127.524-SP-2.012, del registro del Ministerio de Desarrollo Social, y;

CONSIDERANDO:

Que por las presentes actuaciones se gestiona un aporte no reintegrable por la suma total de pesos cincuenta y ocho mil ochocientos (\$ 58.800,00), a favor de ochenta y cuatro (84) familias carenciadas de la localidad de Viedma, las cuales se detallan en Planilla Anexa que forma parte integrante del presente Decreto, con destino a solventar la difícil situación socio económica por la que atraviesan junto a sus núcleos familiares;

Que en las presentes actuaciones obra informe social de cada beneficiario que justifica dicha erogación;

Que es política del Ministerio de Desarrollo Social, atender este tipo de erogaciones, de acuerdo con lo establecido en el Art. 33, Anexo I, del Decreto Provincial H N° 1.737/98 y el Art. 2° del Decreto N° 134/10;

Que han tomado debida intervención los Organismos de Control, Dirección de Asuntos Jurídicos del Ministerio de Desarrollo Social, Contaduría General de la Provincia y la Fiscalía de Estado mediante Vista N° 08864-12;

Que el presente se dicta en uso de las facultades conferidas por el Art. 181 Inciso 1) de la Constitución Provincial.

Por ello,

El Gobernador
de la Provincia de Río Negro

DECRETA:

Artículo 1° - Otórgase un aporte no reintegrable por la suma total de pesos cincuenta y ocho mil ochocientos (\$ 58.800,00), a favor de ochenta y cuatro (84) familias carenciadas de la localidad de Viedma, las cuales se detallan en Planilla Anexa que forma parte integrante del presente Decreto.

Art. 2° - El monto total asignado deberá ser girado a la orden de las ochenta y cuatro (84) familias carenciadas que se detallan en Planilla Anexa, que forma parte integrante del presente Decreto, quienes serán los responsables de la administración y oportuna rendición de cuentas. El Sr. Secretario de Inclusión y Participación Popular Lic. Ostrej, Luis Alberto (Cuil N° 20-07605718-5) será el co-responsable de dicha administración y rendición conforme a lo establecido en el Decreto N° 134/10.

Art. 3° - Comprométase la suma total de pesos cincuenta y ocho mil ochocientos (\$ 58.800,00), a los créditos del Programa 08, Actividad 14, Partida 514 Ayudas Sociales a Personas, Código de Recurso 34476, a cargo del Ministerio de Desarrollo Social.

Art. 4° - El presente Decreto será refrendado por el Sr. Ministro de Desarrollo Social.

Art. 5° - Regístrese, comuníquese, publíquese, tómesese razón, dése al Boletín Oficial y archívese.

WERETILNECK.- E. V. Paillalef.

Apellido y Nombre	Cuil N°	Monto	Forma
Cortés, Fabián John	20-33416769-1	\$ 700,00	1 Cuota
Crespo, Jorge Esteban	20-36497831-7	\$ 700,00	1 Cuota
Vivanco, Cristhian Armando	20-38905855-7	\$ 700,00	1 Cuota
Quintero, Nicolás Rubén	20-37213475-6	\$ 700,00	1 Cuota
Torres, Rocío Guadalupe	23-35599584-4	\$ 700,00	1 Cuota
Fernández, Margarita Esther	27-27015181-2	\$ 700,00	1 Cuota
Benítez, Lucía Corina	27-37662651-8	\$ 700,00	1 Cuota
Benítez, Mauro Andrés	23-33530689-9	\$ 700,00	1 Cuota
Torres, Silvana Paola	27-37213210-3	\$ 700,00	1 Cuota
Alvarez Ruiz, José Miguel	20-37662656-4	\$ 700,00	1 Cuota
Allapi, Andrés Fidel	20-31771661-4	\$ 700,00	1 Cuota
Rosales, Claudia Belén	27-35599993-4	\$ 700,00	1 Cuota
Riquelme, Miriam Paola	23-26645603-4	\$ 700,00	1 Cuota
Calfunao, Laura Miriam	27-35818526-1	\$ 700,00	1 Cuota
Benítez, Fernando Ezequiel	20-37694919-3	\$ 700,00	1 Cuota
Guenomil, Rocío Micaela	27-37694916-3	\$ 700,00	1 Cuota
Huinca, René Alejandro	20-36497522-9	\$ 700,00	1 Cuota
Torres, Franco Ezequiel	20-37694908-8	\$ 700,00	1 Cuota
Millaguan, Jonathan Miguel	20-37213024-6	\$ 700,00	1 Cuota
Fredes, Gisela María Belén	27-34667880-7	\$ 700,00	1 Cuota
Corsino, Mario Andrés	20-38864785-0	\$ 700,00	1 Cuota
Cayupil, Daniel Baltazar	20-32709779-3	\$ 700,00	1 Cuota
Contrera, Amalia Angélica	23-27128560-4	\$ 700,00	1 Cuota
Millaguan, Mónica Gisella	27-34331497-9	\$ 700,00	1 Cuota
Torres, Rodrigo Iván	20-37694909-6	\$ 700,00	1 Cuota
Flores, Augusto Orfilio Astor	20-35599555-1	\$ 700,00	1 Cuota
Fernández Tschering, Emanuel	20-31794842-6	\$ 700,00	1 Cuota
Castellanos, Nicolás Ezequiel	20-38083921-1	\$ 700,00	1 Cuota
Vásquez, Daiana	27-35591714-8	\$ 700,00	1 Cuota
Payalaf, Sebastián Eduardo	20-34876271-1	\$ 700,00	1 Cuota
Cortés, Jonatan Roberto	20-35599657-4	\$ 700,00	1 Cuota
Tripailao, Juan Segundo	20-32972603-8	\$ 700,00	1 Cuota
Calvo, Matías Nicolás	20-38790483-3	\$ 700,00	1 Cuota
Giménez, Nélica Camila	27-13823922-0	\$ 700,00	1 Cuota
Chandía, Jonathan Ariel	24-33416661-5	\$ 700,00	1 Cuota
Millar, Luisa Yanina	27-32663116-2	\$ 700,00	1 Cuota
Galván, Richard Alexander	20-33823742-2	\$ 700,00	1 Cuota
Osís, Mariano Nicolás	20-32302802-9	\$ 700,00	1 Cuota
Payalaf, Néstor Federico	20-37357327-3	\$ 700,00	1 Cuota
Hoffman, Leandro Gabriel	20-36497932-1	\$ 700,00	1 Cuota
Núñez, Martín Alexis	23-35896388-9	\$ 700,00	1 Cuota
Romero, Darío Germán	20-35163607-7	\$ 700,00	1 Cuota
Alan, Carlos Saúl	20-32663025-0	\$ 700,00	1 Cuota
Ahillapan, Juan Andrés	20-35163766-9	\$ 700,00	1 Cuota
Rodríguez, Erick Andrés	20-37212889-6	\$ 700,00	1 Cuota
Sandoval, Darío Elisandro	20-36497881-3	\$ 700,00	1 Cuota
Ignacio, Inoelia Elda	23-33848825-4	\$ 700,00	1 Cuota
Canale, Sonia Liliana	23-21808449-4	\$ 700,00	1 Cuota
Sepúlveda, Etelvina Aurora	23-25520814-4	\$ 700,00	1 Cuota
Pichipil, Viviana Paola	27-29898417-8	\$ 700,00	1 Cuota
Tarruella, Richard Eder G.	20-38092838-9	\$ 700,00	1 Cuota
Velázquez, Nélica	27-17995382-5	\$ 700,00	1 Cuota
Victorica, Viviana Hortensia	27-22979064-7	\$ 700,00	1 Cuota
Vila Robles, Adriana Verónica	27-24762440-1	\$ 700,00	1 Cuota
Tolosa, María Cristina	27-10477184-5	\$ 700,00	1 Cuota
Tarruella, Diana Yanet	27-32663037-9	\$ 700,00	1 Cuota
Rodríguez, Jonathan David	20-36497858-9	\$ 700,00	1 Cuota
Riquelme, Verónica del C.	27-24656539-8	\$ 700,00	1 Cuota
Rallari, Remo Esteban	20-36599959-8	\$ 700,00	1 Cuota
Ralinqueo, Gabriela Elizabeth	27-35599618-8	\$ 700,00	1 Cuota
Ralinqueo, Flavia Yoana	27-25545868-5	\$ 700,00	1 Cuota
Prieto, Gustavo Alejandro	20-27516977-4	\$ 700,00	1 Cuota
Pichilef, Lautaro Gastón	20-32362141-2	\$ 700,00	1 Cuota
Millaguan, Jessica Leticia	23-35599813-4	\$ 700,00	1 Cuota
Meza, Lucía Alejandra	23-31142537-4	\$ 700,00	1 Cuota
Mesa, Juan Manuel	20-37694844-8	\$ 700,00	1 Cuota
Mesa, Felipe	20-27786639-1	\$ 700,00	1 Cuota
Mesa, Joan Carlos	20-26509598-5	\$ 700,00	1 Cuota
Marín, Ana Esther	27-26136070-0	\$ 700,00	1 Cuota
Huerraleo, Victorina N.	27-21389364-0	\$ 700,00	1 Cuota
Frego, María Dahiana	27-35599781-8	\$ 700,00	1 Cuota
Frego, Joana Grisel	23-37213243-4	\$ 700,00	1 Cuota
Fernández Soliz, Jorge A.	20-92455502-6	\$ 700,00	1 Cuota
Echegoy, Daniel Edgardo	20-22596931-1	\$ 700,00	1 Cuota
Contrera, María Eva	27-24656780-3	\$ 700,00	1 Cuota
Contreras, Evelyn Esther	27-37785690-8	\$ 700,00	1 Cuota