

LEY Q N° 5027

Título I

Ratificaciones de los Acuerdos De Renegociación

Artículo 1º - Se ratifica el Acuerdo celebrado entre la Provincia de Río Negro y la empresa PETROLERA ENTRE LOMAS S.A. en el marco de la Ley Q N° 4818, suscripto con fecha 9 de diciembre de 2014 y aprobado por el Poder Ejecutivo por Decreto N° 1706/2014 de fecha 15 de diciembre de 2014.

Artículo 2º - Se ratifica el Acuerdo celebrado entre la Provincia de Río Negro y la empresa TECPETROL S.A. en el marco de la Ley Q N° 4818, suscripto con fecha 9 de diciembre de 2014 y aprobado por el Poder Ejecutivo por Decreto N° 1707/2014 de fecha 15 de diciembre de 2014.

Artículo 3º - Se ratifica el Acuerdo celebrado entre la Provincia de Río Negro y la empresa PETROBRAS ARGENTINA S.A. en el marco de la Ley Q N° 4818, suscripto con fecha 9 de diciembre de 2014 y aprobado por el Poder Ejecutivo por Decreto N° 1708/2014 de fecha 15 de diciembre de 2014.

Artículo 4º - Se ratifica el Acuerdo celebrado entre la Provincia de Río Negro y las empresas YPF S.A., YSUR ENERGÍA ARGENTINA S.R.L. e YSUR PETROLERA ARGENTINA S.A. en el marco de la Ley Q N° 4818, suscripto con fecha 3 de diciembre de 2014 y aprobado por el Poder Ejecutivo por Decreto N° 1709/2014 de fecha 15 de diciembre de 2014.

Título II

Disposiciones Generales

Artículo 5º- La presente entra en vigencia a partir de su sanción, lo mismo que los acuerdos suscriptos y que aquí se ratifican, conforme al artículo 3º de la Ley Q N° 4818.

ANEXO (Decreto 1706/14)

ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN

En la ciudad de Cipolletti, a los nueve días del mes de Diciembre del año 2014 se reúnen por una parte la Provincia de Río Negro, representada en este acto por el Sr. Secretario de Estado de Energía, Ing. Néstor Marcelo Echegoyen, con domicilio constituido en calle España 316, 1o piso de la ciudad de Cipolletti, en su carácter de Autoridad de Aplicación de la Ley N° 4818, en adelante la PROVINCIA; por la otra la empresa Petrolera Entre Lomas S.A., representada en este acto por sus apoderados, Sr. Mario Alejandro Brarda y Sr. Rubén Nicolás Kondratzky, con domicilio constituido en calle Mengelle 59, piso 5o, Oficina 1, en adelante la CONCESIONARIA, y junto con la PROVINCIA denominadas como las PARTES, convienen en celebrar el presente Acuerdo:

ANTECEDENTES: Con fecha 7 de Marzo de 2013, el Poder Ejecutivo Provincial mediante el Decreto N° 230/13 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 N° 4818 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 02/05/2013, Petrolera Entre Lomas S.A. 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 Petrolera Entre Lomas S.A., el inicio del período de negociación mediante Nota SE N° 131/13 de fecha 15 de octubre de 2013.

Como resultado de dicho proceso, y dentro de los plazos previstos por la Ley Provincial N° 4818, las PARTES arribaron a un consenso que fue reflejado en el Acta de Reunión celebrada entre ellas con fecha 05 de diciembre de 2014, que sirve de base al presente ACUERDO.

Por ello, es intención de las PARTES suscribir el presente ACUERDO que se sujetará a las siguientes cláusulas y condiciones.

En consecuencia las Partes
CONVIENEN:

Artículo 1°: OBJETO.- Efectuar la renegociación de la Concesión de Explotación del Área "Entre Lomas" ubicada en el territorio administrado por la PROVINCIA, prevista en la Ley N° 4818 y, consecuentemente, prorrogar el plazo original otorgado mediante Decreto del Poder Ejecutivo Nacional N° 87/91, en los términos y condiciones previstos en el presente Acuerdo.

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 vencimiento de su plazo de concesión original; de forma tal que su vencimiento operará en la siguiente fecha:

1) "ENTRE LOMAS" el día 21/01/2026.

Artículo 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 12.6. del Pliego de Bases y Condiciones, valorizado en el punto 3.6. 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 el área de exploración remanente que existiera, correspondientes al Área de su titularidad que se nomina en el Art. 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 comprobaren, 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 y/o la autoridad que la sustituya o reemplace, apruebe en el marco de la legislación vigente.

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 la concesión de explotación y de transporte de su titularidad, por todo el plazo de la Concesión de Explotación y sus prórrogas, 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 la superficie de la Concesión de Explotación en jurisdicción de la PROVINCIA.

Artículo 3°: CONDICIONES DE RENEGOCIACIÓN

3.1. Bono Fijo: La CONCESIONARIA abonará a la PROVINCIA como Bono fijo, por el área renegociada, los importes totales que se indican a continuación:

Por renegociación de la CONCESIÓN: la suma de Dólares estadounidenses treinta y cuatro millones quinientos veinticinco mil (U\$S 34.525.000). Este monto total se hará efectivo en un (1) pago al tipo de cambio del Banco de la Nación Argentina, tipo vendedor, del cierre del tercer día anterior al pago, dentro de los cinco (5) días hábiles de la ratificación legislativa del ACUERDO.

El pago a la PROVINCIA se deberá realizar mediante transferencia bancaria a la cuenta que ésta deberá comunicar por escrito a las CONCESIONARIAS con al menos dos (2) días hábiles de anticipación a la fecha de pago.

3.2. Aporte al Desarrollo Social y Fortalecimiento Institucional: La CONCESIONARIA asume el compromiso de realizar un aporte en efectivo a la PROVINCIA por un monto de dólares estadounidenses seis millones ovecientos cinco mil (U\$S 6.905.000) (equivalente al veinte por ciento (20%) del Bono Fijo) que será destinado a financiar la construcción de infraestructura edilicia y/o la adquisición de equipamiento operativo con destino a instituciones de la educación y/o de salud y/o a organismos estatales.

El Aporte al Desarrollo Social y Fortalecimiento Institucional deberá ser cancelado íntegramente (100%) a la PROVINCIA al tipo de cambio del Banco de la Nación Argentina, tipo vendedor, del cierre del tercer día anterior al pago, dentro de los cinco (5) días hábiles de la ratificación legislativa del Acuerdo, mediante transferencia bancaria a la cuenta que deberá comunicar la Provincia por escrito a la CONCESIONARIA con al menos dos (2) días hábiles de anticipación a la fecha de pago.

Asimismo la PROVINCIA se compromete a informar regularmente y participar a la CONCESIONARIA del destino dado a los fondos invertidos en los rubros mencionados.

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 EDHiPSA:

3.3.1. Aporte Complementario de Petróleo: Consistente en el tres por ciento (3%) de la Producción de Petróleo mensual. Este compromiso abarca a la Producción de Petróleo, a partir del mes siguiente al comienzo de vigencia del Acuerdo. 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 las CONCESIONARIAS en las operaciones de comercialización de los volúmenes mensuales producidos, la que se efectivizará mediante depósito en la Cuenta N° 900001006, CBU: 0340100800900001006004 de titularidad del "Gobierno de la Provincia de Río Negro" (Cuit. 30-67284630-3) y en la Cuenta N° 730012233, CBU: 0340251300730012233005, Sucursal 251, titularidad de EDHiPSA (Cuit. 30672878825), ambas del Banco Patagonia, o en otras que LA PROVINCIA y/o la AUTORIDAD DE APLICACIÓN y/o EDHiPSA oportunamente le indiquen de modo fehaciente;

3.3.2. Aporte Complementario de Gas: Consistente en el tres por ciento (3%) de la Producción de Gas mensual. Este compromiso abarca a la Producción de Gas, a partir del mes siguiente al comienzo de vigencia 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 las CONCESIONARIAS en las operaciones de comercialización de los volúmenes mensuales producidos, se efectivizará mediante depósito en la Cuenta N° 900001006, CBU: 0340100800900001006004 de titularidad del "Gobierno de la Provincia de Río Negro" (Cuit. 30-67284630-3) y en la Cuenta N° 730012233, CBU:

0340251300730012233005, Sucursal 251, titularidad de EDHiPSA (Cuit. 30672878825), ambas del Banco Patagonia, o en otras que LA PROVINCIA y/o la AUTORIDAD DE APLICACIÓN y/o EDHiPSA oportunamente le indiquen de modo fehaciente.

3.3.3. Para el pago correspondiente por los conceptos descriptos en los puntos 3.3.1. y 3.3.2. los vencimientos operarán en los mismos plazos que los establecidos para el pago de regalías en las resoluciones de la Secretaría de Energía. El tipo de cambio a considerar será el del Banco de la Nación Argentina, tipo vendedor, del cierre del día hábil anterior al vencimiento.

3.4. Compromiso para Capacitación, Investigación y Desarrollo: Cada año la CONCESIONARIA deberá abonar a la PROVINCIA, por la Concesión de Explotación que por el presente Acuerdo se prorroga, 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 Área sea de hasta 500 BOE/día.

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

3.4.3. Para la primera anualidad la CONCESIONARIA deberá efectivizar dicho monto, dentro de los cinco (5) días hábiles de la ratificación legislativa del Acuerdo, mediante transferencia bancaria a la cuenta que deberá comunicar la Provincia por escrito a la CONCESIONARIA con al menos dos (2) días hábiles de anticipación a la fecha de pago. Las anualidades siguientes deberán abonarse antes del 28 de febrero de cada año. Dichos pagos deberán ser cancelados al tipo de cambio del Banco de la Nación Argentina, tipo vendedor, del cierre del tercer día anterior al pago.

3.5. Mora: La falta de pago en término del Bono Fijo, del Aporte al Desarrollo Social y Fortalecimiento Institucional, del Aporte Complementario (de Petróleo y de Gas), o del Compromiso para Capacitación, Investigación y Desarrollo, importará la mora automática de la CONCESIONARIA, y devengará en favor de la PROVINCIA y/o de EDHiPSA, sin necesidad de interpelación alguna, intereses moratorios entre la fecha de vencimiento y la de pago, iguales a los que rijan para las operaciones de descuento general en el Banco de la Nación Argentina. A los efectos del cálculo de los intereses, los montos en moneda extranjera se convertirán a pesos al tipo de cambio del Banco de la Nación Argentina, tipo vendedor, del cierre del tercer día anterior a la fecha de vencimiento.

3.6. 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 todo concepto, por un monto mínimo de dólares estadounidenses seiscientos setenta y dos millones trescientos veinte mil (U\$S 672.320.000) aplicables a la CONCESIÓN DE EXPLOTACIÓN, con el alcance detallado en los Anexos A y B del Acuerdo.

El Anexo A contiene el detalle de inversiones para la explotación de los yacimientos, proyectados hasta el final del plazo del Acuerdo, con un compromiso de erogación total de dólares estadounidenses trescientos sesenta y ocho millones cuatrocientos setenta mil (U\$S 368.470.000). El monto anterior incluye las inversiones contingentes en desarrollo de la concesión por una suma de hasta dólares estadounidenses ciento cuarenta y dos millones ciento diez mil (U\$S 142.110.000), sujeto al resultado de la actividad exploratoria. También contiene el detalle de los gastos previstos de dólares estadounidenses doscientos ochenta y seis millones ciento diez mil (U\$S 286.110.000) monto éste que incluye los gastos contingentes sujetos al resultado de la actividad exploratoria.

El Anexo B contiene el detalle de inversiones, para la exploración con un compromiso de erogación total de dólares estadounidenses diecisiete millones setecientos cuarenta mil (U\$S 17.740.000).

El compromiso de inversiones y gastos para la exploración detallado en el Anexo B es válido siempre y cuando durante la vigencia de las CONCESIONES 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.

Tanto las reversiones totales o parciales previstas en el inciso a), como las reducciones previstas en el inciso b), tendrán efecto recién a partir del 1 de enero del año siguiente al que hayan sido peticionadas, oportunidad a partir de la cual la AUTORIDAD DE APLICACIÓN efectuará los ajustes que pudieran corresponder en caso de aprobar las mismas.

3.7. 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.

En cumplimiento de lo previsto por los Artículos 12.7. y 12.11. del Anexo I de la Ley N° 4818, la CONCESIONARIA se obliga a acatar los programas de inspección y fiscalización a realizar por la AUTORIDAD DE APLICACION.

3.8. Compre Rionegrino: La CONCESIONARIA, así como sus contratistas y subcontratistas, deberán emplear en todas las contrataciones que realicen 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 a la creación y al 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, deberá 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.

La CONCESIONARIA y la AUTORIDAD DE APLICACION 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.

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, 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 y/o por condiciones desventajosas de capacidad, responsabilidad, calidad o precio, no resulte posible o conveniente (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, debiendo

acreditar tal circunstancia por ante la AUTORIDAD DE APLICACIÓN a su requerimiento. En todos los casos, para la contratación o subcontratación de trabajos o servicios necesarios para llevar a cabo la actividad, la CONCESIONARIA deberá instrumentar procedimientos de selección que garanticen los principios de transparencia, competencia efectiva y eficiencia.

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.

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 durante toda la vigencia del Acuerdo al menos una sede de operaciones en la PROVINCIA.

3.9. 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, sobre la base de un diagnóstico que las PARTES realizarán y de modo alineado con la política de sostenibilidad implementada por la CONCESIONARIA.

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 al desarrollo sostenible de las comunidades de las que forma parte realizando inversión orientada a crear valor compartido y mutuos beneficios sostenidos.

Anualmente la CONCESIONARIA presentará un reporte de sostenibilidad donde informará de los programas y acciones implementados, incluyendo indicadores que den cuenta de los resultados obtenidos, y las líneas de mejora propuestas para ser implementadas el año siguiente.

3.10. 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: Art. 41 de la Constitución Nacional y Arts. 84 y 85, concordantes con el Art. 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.

La CONCESIONARIA se compromete a remediar los pasivos ambientales que oportunamente informara por declaración jurada, y que se incorporan como Anexo C al presente ACUERDO, como parte integrante del mismo, de acuerdo a los planes de remediación que anualmente deberá presentar dentro de los primeros 60 (sesenta) días corridos de cada año a la AUTORIDAD DE APLICACIÓN, para su aprobación. Cada plan anual deberá detallar: tipo de pasivo, ubicación, magnitud, metodología de remediación propuesta, monto estimado de inversión a erogar en el año expresado en dólares estadounidenses, etapas y plazo de ejecución previsto y tipo de control y monitoreo propuesto. El plan anual presentado se considerará aprobado si la AUTORIDAD DE APLICACIÓN no formulare observaciones al mismo, en el plazo máximo de veinte (20) días hábiles de recibido.

La inversión total comprometida por la CONCESIONARIA para la ejecución de los planes de remediación correspondientes al área que por el presente Acuerdo se prorroga y que se detallan en el Anexo C asciende a la suma de dólares estadounidenses seis millones trescientos ochenta y tres mil setecientos noventa (U\$S 6.383.790). A los efectos de garantizar el cumplimiento de la inversión comprometida, la PROVINCIA podrá reclamar a la CONCESIONARIA la presentación de una garantía suficiente en los términos del Art. 4.1.6.2. del Anexo I de la Ley 4818. Sin perjuicio de ello, si los trabajos de remediación finalmente requirieren un monto superior al comprometido, la CONCESIONARIA deberá hacerse cargo de la totalidad.

La enumeración de pasivos que surge del Anexo C, no libera a la CONCESIONARIA de su responsabilidad legal por otros pasivos no declarados por ella ni detectados por la AUTORIDAD DE APLICACION hasta el presente, los que, de detectarse su existencia en el futuro, deberán ser remediados dentro de los plazos razonables que la AUTORIDAD DE APLICACIÓN le fije de acuerdo a la legislación aplicable. Ello, lógicamente, sin perjuicio del cabal ejercicio de su poder de policía por parte de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN y/o la autoridad provincial competente en la materia (protección del medio ambiente y desarrollo sustentable).

La AUTORIDAD DE APLICACIÓN deja constancia que en caso de incumplimiento en el tiempo y/o en la forma, quedará habilitada, por intermedio de la autoridad competente, a la aplicación de las sanciones que pudieran corresponder a la CONCESIONARIA.

3.11. Estado de las Instalaciones: En virtud de lo dispuesto por el inciso a.3. del Art. 4° de la Ley N° 4818, las PARTES han convenido aprobar el Programa que se incorpora como Anexo D al presente ACUERDO, como parte integrante del mismo, por el cual la CONCESIONARIA asume el compromiso de subsanar adecuadamente las deficiencias y anormalidades detectadas en las visitas al área.

La AUTORIDAD DE APLICACIÓN deja constancia que en caso de incumplimiento en el tiempo y/o en la forma quedará habilitada a la aplicación de las sanciones que pudieran corresponder a la CONCESIONARIA.

3.12. 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 convienen que los límites y superficies de la CONCESIÓN DE EXPLOTACIÓN que constituye el objeto del ACUERDO quedan definidos conforme lo indicado en el Anexo E, en función de los compromisos de erogación asumidos por las CONCESIONARIAS 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.

A efectos de garantizar el cumplimiento de la legislación vigente, y asegurar que las superficies de exploración complementaria que se pretendan revertir conformen proporciones geográficas convenientes para su futuro aprovechamiento, las solicitudes de reversión que formule la CONCESIONARIA -indicando los motivos y las razones que las fundamentan-, deberán ser expresamente aprobadas por la AUTORIDAD DE APLICACIÓN, y tendrán efecto recién a partir del 1 de enero del año siguiente al que hayan sido peticionadas.

3.12.1. 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.

3.12.2. De acuerdo a lo detallado en el Anexo B, y en los plazos allí previstos, 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.

3.12.3. Cada UT equivale a dólares estadounidenses cinco mil (U\$S 5.000), cuyo monto será actualizado por la Secretaría de Energía de la Nación.

3.12.4. 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 3.12.3.

3.12.5. 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.

3.12.6. 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.

3.12.7. Cuando la CONCESIONARIA no proceda de acuerdo a lo establecido en los puntos 3.12.1, 3.12.2 y 3.12.5, perderá sus derechos sobre la superficie de exploración remanente, la que se restituirá a la PROVINCIA.

3.13. Uso Industrial de Agua Pública: La CONCESIONARIA deberá abonar regularmente al Departamento Provincial de Aguas o al organismo provincial que en el futuro lo sustituya y/o reemplace, los importes correspondientes al consumo por uso industrial de agua pública.

3.14. Canteras: Los materiales utilizados en la actividad, deberán provenir de canteras mineras debidamente habilitadas por la Autoridad Provincial correspondiente. El incumplimiento a esta obligación, hará a la CONCESIONARIA solidariamente responsable por las infracciones al Código de Procedimientos Mineros que le quepan al titular y/o explotador de la cantera.

3.15. Pasantías: La CONCESIONARIA se obliga a incorporar anualmente por la CONCESIÓN que por el presente se prorroga, a su cargo, 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.

3.16. Licencias Informáticas: La CONCESIONARIA deberá contratar a su cargo y a nombre de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN y/o de 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; o bien, a solicitud de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN, deberá entregarle el equipamiento que ésta le indique en su reemplazo, por una suma equivalente.

3.17. Ingresos Brutos: La CONCESIONARIA se compromete a abonar a partir de la entrada en vigencia del presente ACUERDO, una alícuota del tres por ciento (3%) del Impuesto sobre los Ingresos Brutos por la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos despachados sin facturar fuera de la Provincia de Río Negro, ya sea que los mismos sean vendidos en su estado al momento de la extracción o en subproductos luego de los procesos de industrialización. Dicha alícuota se mantendrá durante la vigencia de la CONCESIÓN DE EXPLOTACIÓN y sus prórrogas sin adicionales ni complementos.

Artículo 4º: 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.

Artículo 5°: COMIENZO DE VIGENCIA

Salvo disposición expresa en contrario en el presente, la totalidad de las obligaciones asumidas en este ACUERDO resultarán exigibles a partir de su ratificación por parte de la Legislatura Provincial. En caso que la ratificación de la Legislatura Provincial no se produzca dentro de los treinta y nueve (39) días a contar desde la firma del presente ACUERDO, el mismo quedará sin efecto alguno entre las PARTES, sin responsabilidad alguna para ellas.

Artículo 6°: IMPUESTO DE SELLOS

Conforme lo previsto por el Art. 9° de la Ley N° 4818, para el cálculo del Impuesto de Sellos la base imponible del presente ACUERDO está dada por la suma convenida en concepto de Bono Fijo, estando la CONCESIONARIA obligada al pago total de este impuesto conforme lo determinado por la Ley N° 4818.

Artículo 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.

Artículo 8°: INCUMPLIMIENTOS

En caso de incumplimientos reiterados, sustanciales e injustificados por parte de la CONCESIONARIA de las obligaciones establecidas en las cláusulas 3.1., 3.2., 3.3. y 3.6. de este ACUERDO, podrá ser de aplicación lo dispuesto por el Art. 80 de la Ley 17.319. Previamente a la declaración de caducidad, La PROVINCIA intimará a la CONCESIONARIA para que subsane las posibles transgresiones en un plazo razonable.

Todo lo dicho, es sin perjuicio de la atribución irrenunciable de la AUTORIDAD DE APLICACIÓN de exigir el cumplimiento en especie de todas las obligaciones y compromisos incumplidos por las vías administrativas y/o judiciales competentes, según corresponda. El incumplimiento de las obligaciones y compromisos asumidos por la CONCESIONARIA en el ACUERDO no incluidas en la enumeración del primer párrafo de la presente cláusula, no implicarán la aplicación de la sanción prevista en el Art. 80 de la Ley 17.319, sino que su cumplimiento podrá ser exigido por las vías administrativas o judiciales competentes, reafirmando la PROVINCIA las facultades de aplicar las sanciones por parte de las autoridades administrativas competentes, con ajuste a la legislación aplicable vigente.

Artículo 9°: LEGISLACIÓN APLICABLE. SOLUCIÓN DE CONFLICTOS

9.1. El ACUERDO establece la totalidad de los derechos y obligaciones de las PARTES y conforman el acuerdo total, único y definitivo entre las PARTES sobre el objeto del presente y, una vez ratificado por la Legislatura Provincial, sus términos prevalecerán respecto de todo acuerdo y/o norma previa con relación a la renegociación de la CONCESIÓN.

El ACUERDO se registrará 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. Leyes Nacionales N° 17.319, N° 24.145, N° 26.197 y Código de Minería de la República Argentina; sus decretos reglamentarios y leyes modificatorias, y las normas ambientales y de seguridad descriptas en el apartado siguiente.
- d. Leyes Provinciales Q 4296 y Q 2627 y su Decreto Reglamentario N° 24/03.
- e. Leyes Provinciales N° 3250 (Gestión de Residuos Especiales y Salvaguarda del Patrimonio Ambiental), N° 3266 (Regulación del Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental); N° 2952 (Código de Aguas); N° 4187; y Decreto Provincial 492/05.
- f. Decretos del Poder Ejecutivo Nacional que regulen la actividad hidrocarburífera.
- g. Decretos del Poder Ejecutivo Provincial que regulen la actividad hidrocarburífera.
- h. Resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación que regulen la actividad hidrocarburífera.
- i. Resoluciones de la Secretaría de Estado de Energía de Río Negro que regulen la actividad hidrocarburífera.
- j. Resoluciones de la Secretaría de Hidrocarburos de Río Negro 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 pudiese 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.

Ing. Néstor Marcelo Echegoyen, Secretario de Energía Provincia de Río Negro.- Mario Alejandro Brarda, Apoderado Petrolera Entre Lomas S.A. - Rubén Nicolás Kondratzky, Apoderado Petrolera Entre Lomas S.A.

Anexo A

PLAN DE INVERSIONES EN EXPLOTACIÓN

El plan de inversiones en explotación tiene como objetivo desarrollar las reservas del Área "Entre Lomas" 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).

LEY ° 4818 - ANEXO A
Plan de Inversiones en Explotación - Resolución SEN N° 2057/2005 Anexos I y II

PLAN DE ACCIÓN INVERSIONES REALIZADAS / A EJECUTAR			AÑO	2015-2026
CONCESIÓN DE EXPLOTACIÓN	ÁREA ENTRE LOMAS			
OPERADOR	PETROLERA ENTRE LOMAS S.A.			
PROVINCIA	RÍO NEGRO			
YACIMIENTO	Charco Bayo, Piedras Blancas, La Pista, Borde Mocho		CUENCA	NEUQUINA

DESCRIPCIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN	INVERSIONES						
	EXPLOTACIÓN			EXPLORACIÓN COMPLEMENTARIA			TOTAL
	Cantidad	Unidades	Millones de u\$s	Cantidad	Unidades	Millones de u\$s	Millones de u\$s
Adquisición de datos sísmicos 2D		Km			Km		
Adquisición de datos sísmicos 3D		Km2			Km2		
Gravimetría y/o Magnetometría		Km2			Km2		
Perforación Pozos Exploratorios		POZOS			POZOS		
Perforación Pozos Avanzada		POZOS			POZOS		
Perforación Pozos Productores de Petróleo	28	POZOS	65,59		POZOS		65,59
Perforación Pozos Productores de Gas (#)	39	POZOS	142,11		POZOS		142,11
Perforación Pozos Sumideros		POZOS			POZOS		
Perforación Pozos Inyectores de Agua		POZOS			POZOS		
Perforación Pozos Inyectores de Gas		POZOS			POZOS		
Perforación Pozos Inyectores para Rec. Asistida		POZOS			POZOS		
Reparación de Pozos de Petróleo	4	POZOS	6,46		POZOS		6,46
Reparación de Pozos de Gas		POZOS			POZOS		
Conversión de Pozos	6	POZOS	2,62		POZOS		2,62
Abandono de Pozos	1	POZOS	0,14		POZOS		0,14
Instalaciones Recuperación Asistida							
Instalaciones Recuperación Secundaria			2,22				2,22
Equipos de Bombeo de Petróleo			28,10				28,10
Oleoductos		Km			Km		
Baterías y Plantas de Deshidratación y/o Desalado			20,76				20,76
Plantas de Almacenaje							
Unidades LACT							
Gasoductos		Km			Km		
Redes de captación de Gas Natural		m			m		
Plantas de Tratamiento de Gas Natural							
Plantas de Compresión de Gas Natural			3,60				3,60
Plantas de Separación de Gas Licuado			7,00				7,00
Reparación y actualización de Motores y Compresores							
Edificios, Almacenes, Obras civiles, Caminos, Etc			1,61				1,61
Instalaciones y equipos de Telecomunicación							
Instalaciones y equipos de Laboratorio							
Medio Ambiente			11,12				11,12
Otras Inversiones (*)			77,14				77,14

(#) Corresponde a desarrollo de objetivos profundos contingente a resultados exploratorios.

(*) incluye "Mantenimiento por rotura o contingencia"

PLAN DE INVERSIONES A EJECUTAR					AÑO	2015-2026
OPERADOR	PETROLERA ENTRE LOMAS S.A.					
CONCESIÓN	ÁREA ENTRE LOMAS			INVERSIONES		
CUENCA	NEUQUINA			EXPLOTACIÓN	EXPLORACIÓN COMPLEMENTARIA	TOTAL
TOTAL YACIMIENTOS				368,47		368,47
LOS DATOS CONSIGNADOS REVISTEN EL CARÁCTER DE DECLARACIÓN JURADA					FIRMA DEL APODERADO	

INVERSIONES PROGRAMADAS

CONCESION: Área Entre Lomas
 OPERADOR: Petrolera Entre Lomas S.A.
 PROVINCIA: Río Negro

LEY ° 4818 - ANEXO A - DETALLE ANUAL
Plan de Inversiones en Explotación - Resolución SEN N° 2057/2005 Anexos I y II

DESCRIPCIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN	Año 2017						Año 2018					
	EXPLORACION			EXPLORACION COMPLEMENTARIA			EXPLORACION			EXPLORACION COMPLEMENTARIA		
	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s	TOTAL	Miliones de u\$s	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s	TOTAL
Adquisición de datos sísmicos 2D		Km			Km					Km		
Adquisición de datos sísmicos 3D		Km2			Km2					Km2		
Gravimetría y/o Magnetimetría		Km2			Km2					Km2		
Perforación Pozos Exploratorios		POZOS			POZOS					POZOS		
Perforación Pozos Avanzada		POZOS			POZOS					POZOS		
Perforación Pozos Productores de Petróleo	5	POZOS	11,73		POZOS		11,73	5	POZOS		11,80	
Perforación Pozos Productores de Gas	1	POZOS	2,68		POZOS		2,68		POZOS			
Perforación Pozos Sumideros		POZOS			POZOS				POZOS			
Perforación Pozos Inyectores de Agua		POZOS			POZOS				POZOS			
Perforación Pozos Inyectores de Gas		POZOS			POZOS				POZOS			
Perforación Pozos Inyectores para Rec. Asistida		POZOS			POZOS				POZOS			
Reparación de Pozos de Petróleo		POZOS			POZOS				POZOS			
Reparación de Pozos de Gas (*)		POZOS			POZOS				POZOS			
Conversión de Pozos		POZOS			POZOS				POZOS			
Abandono de Pozos		POZOS			POZOS				POZOS			
Instalaciones Recuperación Asistida			0,38				0,38				0,38	
Instalaciones Recuperación Secundaria			4,81				4,81				4,81	
Equipos de Bombeo de Petróleo												
Oleoductos		Km			Km				Km			
Baterías y Plantas de Deshidratación y/o Desalado			3,55				3,55				3,55	
Plantas de Almacenaje												
Unidades LACT												
Gasoductos		Km			Km				Km			
Redes de captación de Gas Natural		m			m				m			
Plantas de Tratamiento de Gas Natural												
Plantas de Compresión de Gas Natural			0,62				0,62				0,62	
Plantas de Separación de Gas Licuado			1,20				1,20				1,20	
Reparación y actualización de Motores y Compresores												
Edificios, Almacenes, Obras civiles, Caminos, Etc			0,28				0,28				0,28	
Instalaciones y equipos de Telecomunicación												
Instalaciones y equipos de Laboratorio			1,90				1,90				1,90	
Medio Ambiente												
Otras Inversiones (*)			11,85				11,85				11,85	

(*) Corresponde a desarrollo de objetivos profundos contingente

(*) Incluye "Mantenimiento por rotura o contingencia"

--

TOTAL INVERSIONES EXPLORACION (MM U\$S)	39,00
---	-------

TOTAL INVERSIONES EXPLORACION COMPLEMENTARIA (MM U\$S)	0,00
TOTAL GENERAL INVERSIONES (MM U\$S)	39,00

TOTAL INVERSIONES EXPLORACION (MM U\$S)	36,39
---	-------

TOTAL INVERSIONES EXPLORACION COMPLEMENTARIA (MM U\$S)	0,00
TOTAL GENERAL INVERSIONES (MM U\$S)	36,39

INVERSIONES PROGRAMADAS

CONCESION: Área Entre Lomas
 OPERADOR: Petrolera Entre Lomas S.A.
 PROVINCIA: Rio Negro

LEY ° 4818 - ANEXO A - DETALLE ANUAL
Plan de Inversiones en Explotación - Resolución SEN N° 2057/2005 Anexos I y II

DESCRIPCIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN	Año 2019										Año 2020									
	EXPLORACION					EXPLORACION COMPLEMENTARIA					EXPLORACION					EXPLORACION COMPLEMENTARIA				
	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s	TOTAL	Miliones de u\$s	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s	TOTAL	Miliones de u\$s	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s	TOTAL	Miliones de u\$s	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s	TOTAL	Miliones de u\$s
Adquisición de datos sísmicos 2D		Km																		
Adquisición de datos sísmicos 3D		Km2																		
Gravimetría y/o Magnetometría		Km2																		
Perforación Pozos Exploratorios		POZOS																		
Perforación Pozos Avanzada		POZOS																		
Perforación Pozos Productores de Petróleo	4	POZOS	9,53	9,53																
Perforación Pozos Productores de Gas	1	POZOS	2,68	2,68		4	POZOS	13,61	13,61											13,61
Perforación Pozos Sumideros		POZOS																		
Perforación Pozos Inyectores de Agua		POZOS																		
Perforación Pozos Inyectores de Gas		POZOS																		
Perforación Pozos Inyectores para Rec. Asistida		POZOS																		
Reparación de Pozos de Petróleo		POZOS																		
Reparación de Pozos de Gas (#)		POZOS																		
Abandono de Pozos		POZOS																		
Instalaciones Recuperación Asistida			0,38	0,38																
Instalaciones Recuperación Secundaria			4,81	4,81																
Equipos de Bombeo de Petróleo																				
Oleoductos		Km																		
Baterías y Plantas de Deshidratación y/o Desalado			3,55	3,55																
Plantas de Almacenaje																				
Unidades LACT																				
Gasoductos		Km																		
Redes de captación de Gas Natural		m																		
Plantas de Tratamiento de Gas Natural																				
Plantas de Compresión de Gas Natural			0,62	0,62																
Plantas de Separación de Gas Licuado			1,20	1,20																
Reparación y actualización de Motores y Compresores																				
Edificios, Almacenes, Obras civiles, Caminos, Etc			0,28	0,28																
Instalaciones y equipos de Telecomunicación																				
Instalaciones y equipos de Laboratorio																				
Medio Ambiente			1,90	1,90																
Otras Inversiones (*)			11,85	11,85																

(*) Incluye "Mantenimiento por rotura o contingencia"

TOTAL INVERSIONES EXPLORACION COMPLEMENTARIA (MM U\$S)	0,00
TOTAL INVERSIONES EXPLORACION (MM U\$S)	36,80
TOTAL GENERAL INVERSIONES (MM U\$S)	36,80

TOTAL INVERSIONES EXPLORACION COMPLEMENTARIA (MM U\$S)	0,00
TOTAL INVERSIONES EXPLORACION (MM U\$S)	36,80
TOTAL GENERAL INVERSIONES (MM U\$S)	36,80

TOTAL INVERSIONES EXPLORACION COMPLEMENTARIA (MM U\$S)	0,00
TOTAL INVERSIONES EXPLORACION (MM U\$S)	36,31
TOTAL GENERAL INVERSIONES (MM U\$S)	36,31

TOTAL INVERSIONES EXPLORACION COMPLEMENTARIA (MM U\$S)	0,00
TOTAL INVERSIONES EXPLORACION (MM U\$S)	36,31
TOTAL GENERAL INVERSIONES (MM U\$S)	36,31

INVERSIONES PROGRAMADAS

LEY ° 4818 - ANEXO A - DETALLE ANUAL

Plan de Inversiones en Explotación - Resolución SEN N° 2057/2005 Anexos I y II

CONCESION: Área Entre Lomas
 OPERADOR: Petrolera Entre Lomas S.A.
 PROVINCIA: Río Negro

DESCRIPCIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN	Año 2021						Año 2022												
	EXPLOTACION			EXPLORACION COMPLEMENTARIA			TOTAL			EXPLOTACION			EXPLORACION COMPLEMENTARIA			TOTAL			
	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s	Miliones de u\$s	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s	Miliones de u\$s	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s	Miliones de u\$s	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s	
Adquisición de datos sísmicos 2D		Km			Km				Km					Km					
Adquisición de datos sísmicos 3D		Km2			Km2				Km2					Km2					
Gravimetría y/o Magnetometría		Km2			Km2				Km2					Km2					
Perforación Pozos Exploratorios		POZOS			POZOS				POZOS					POZOS					
Perforación Pozos Avanzada		POZOS			POZOS				POZOS					POZOS					
Perforación Pozos Productores de Petróleo		POZOS			POZOS				POZOS					POZOS					
Perforación Pozos Productores de Gas	7	POZOS	24,54		POZOS		24,54	8	POZOS		28,67		POZOS						28,67
Perforación Pozos Sumideros		POZOS			POZOS				POZOS					POZOS					
Perforación Pozos Inyectores de Agua		POZOS			POZOS				POZOS					POZOS					
Perforación Pozos Inyectores de Gas		POZOS			POZOS				POZOS					POZOS					
Perforación Pozos Inyectores para Rec. Asistida		POZOS			POZOS				POZOS					POZOS					
Reparación de Pozos de Petróleo		POZOS			POZOS				POZOS					POZOS					
Reparación de Pozos de Gas (#)		POZOS			POZOS				POZOS					POZOS					
Conversión de Pozos		POZOS			POZOS				POZOS					POZOS					
Abandono de Pozos		POZOS			POZOS				POZOS					POZOS					
Instalaciones Recuperación Asistida																			
Instalaciones Recuperación Secundaria																			
Equipos de Bombeo de Petróleo																			
Oleoductos		Km			Km				Km					Km					
Baterías y Plantas de Deshidratación y/o Desalado																			
Plantas de Almacenaje																			
Unidades LACT																			
Gasoductos		Km			Km				Km					Km					
Redes de captación de Gas Natural		m			m				m					m					
Plantas de Tratamiento de Gas Natural																			
Plantas de Compresión de Gas Natural																			
Plantas de Separación de Gas Licuado																			
Reparación y actualización de Motores y Compresores																			
Edificios, Almacenes, Obras civiles, Caminos, Etc																			
Instalaciones y equipos de Telecomunicación																			
Instalaciones y equipos de Laboratorio																			
Medio Ambiente																			
Otras Inversiones (*)			4,26				4,26												3,83
TOTAL			4,26				4,26												3,83

(#) Corresponde a desarrollo de objetivos profundos continger

(*) Incluye "Mantenimiento por rotura o contingencia"

TOTAL INVERSIONES EXPLOTACION (MM U\$S)	28,80
TOTAL INVERSIONES EXPLOTACION COMPLEMENTARIA (MM U\$S)	0,00
TOTAL GENERAL INVERSIONES (MM U\$S)	28,80

TOTAL INVERSIONES EXPLOTACION (MM U\$S)	32,50
TOTAL INVERSIONES EXPLOTACION COMPLEMENTARIA (MM U\$S)	0,00
TOTAL GENERAL INVERSIONES (MM U\$S)	32,50

TOTAL INVERSIONES EXPLOTACION (MM U\$S)	0,00
TOTAL INVERSIONES EXPLOTACION COMPLEMENTARIA (MM U\$S)	0,00
TOTAL GENERAL INVERSIONES (MM U\$S)	0,00

TOTAL INVERSIONES EXPLOTACION (MM U\$S)	32,50
TOTAL INVERSIONES EXPLOTACION COMPLEMENTARIA (MM U\$S)	0,00
TOTAL GENERAL INVERSIONES (MM U\$S)	32,50

INVERSIONES PROGRAMADAS

CONCESION: Área Entre Lomas
 OPERADOR: Petrolera Entre Lomas S.A.
 PROVINCIA: Río Negro

LEY ° 4818 - ANEXO A - DETALLE ANUAL
Plan de Inversiones en Explotación - Resolución SEN N° 2057/2005 Anexos I y II

DESCRIPCIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN	Año 2023						Año 2024					
	EXPLORACION			EXPLORACION COMPLEMENTARIA			EXPLORACION			EXPLORACION COMPLEMENTARIA		
	Cantidad	Unidades	Millones de U\$S	Cantidad	Unidades	Millones de U\$S	TOTAL	Cantidad	Unidades	Millones de U\$S	TOTAL	
Adquisición de datos sísmicos 2D		Km			Km				Km			
Adquisición de datos sísmicos 3D		Km2			Km2				Km2			
Gravimetría y/o Magnetometría		Km2			Km2				Km2			
Perforación Pozos Exploratorios		POZOS			POZOS				POZOS			
Perforación Pozos Avanzada		POZOS			POZOS				POZOS			
Perforación Pozos Productores de Petróleo		POZOS			POZOS				POZOS			
Perforación Pozos Productores de Gas	7	POZOS	27,43		POZOS		27,43	5	POZOS	17,74	17,74	
Perforación Pozos Sumideros		POZOS			POZOS				POZOS			
Perforación Pozos Inyectores de Agua		POZOS			POZOS				POZOS			
Perforación Pozos Inyectores de Gas		POZOS			POZOS				POZOS			
Perforación Pozos Inyectores para Rec. Asistida		POZOS			POZOS				POZOS			
Reparación de Pozos de Petróleo		POZOS			POZOS				POZOS			
Reparación de Pozos de Gas (*)		POZOS			POZOS				POZOS			
Conversión de Pozos		POZOS			POZOS				POZOS			
Abandono de Pozos		POZOS			POZOS				POZOS			
Instalaciones Recuperación Asistida												
Instalaciones Recuperación Secundaria												
Equipos de Bombeo de Petróleo												
Oleoductos		Km			Km				Km			
Baterías y Plantas de Deshidratación y/o Desalado												
Plantas de Almacenaje												
Unidades LACT												
Gasoductos		Km			Km				Km			
Redes de captación de Gas Natural		m			m				m			
Plantas de Tratamiento de Gas Natural												
Plantas de Compresión de Gas Natural												
Plantas de Separación de Gas Licuado												
Reparación y actualización de Motores y Compresores												
Edificios, Alineaciones, Obras civiles, Caminos, Etc												
Instalaciones y equipos de Telecomunicación												
Instalaciones y equipos de Laboratorio												
Medio Ambiente												
Otras Inversiones (*)			3,45				3,45				3,10	
TOTAL												

(*) Corresponde a desarrollo de objetivos profundos continger

(*) Incluye "Mantenimiento por rotura o contingencia"

TOTAL INVERSIONES EXPLORACION (MM U\$S)	30,88
TOTAL INVERSIONES EXPLORACION COMPLEMENTARIA (MM U\$S)	0,00
TOTAL GENERAL INVERSIONES (MM U\$S)	30,88

TOTAL INVERSIONES EXPLORACION (MM U\$S)	20,84
TOTAL INVERSIONES EXPLORACION COMPLEMENTARIA (MM U\$S)	0,00
TOTAL GENERAL INVERSIONES (MM U\$S)	20,84

TOTAL INVERSIONES EXPLORACION (MM U\$S)	0,00
TOTAL INVERSIONES EXPLORACION COMPLEMENTARIA (MM U\$S)	0,00
TOTAL GENERAL INVERSIONES (MM U\$S)	0,00

TOTAL INVERSIONES EXPLORACION (MM U\$S)	20,84
TOTAL INVERSIONES EXPLORACION COMPLEMENTARIA (MM U\$S)	0,00
TOTAL GENERAL INVERSIONES (MM U\$S)	20,84

INVERSIONES PROGRAMADAS

CONCESION: Area Entre Lomas
 OPERADOR: Petrolera Entre Lomas S.A.
 PROVINCIA: Rio Negro

LEY ° 4818 - ANEXO A - DETALLE ANUAL
Plan de Inversiones en Explotación - Resolución SEN N° 2057/2005 Anexos I y II

DESCRIPCIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN	Año 2025						Año 2026					
	EXPLOTACIÓN			EXPLORACIÓN COMPLEMENTARIA			EXPLOTACIÓN			EXPLORACIÓN COMPLEMENTARIA		
	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s
Adquisición de datos sísmicos 2D		Km			Km			Km			Km	
Adquisición de datos sísmicos 3D		Km2			Km2			Km2			Km2	
Gravimetría y/o Magnetometría		Km2			Km2			Km2			Km2	
Perforación Pozos Exploratorios		POZOS			POZOS			POZOS			POZOS	
Perforación Pozos Avanzada		POZOS			POZOS			POZOS			POZOS	
Perforación Pozos Productores de Petróleo		POZOS	24,75		POZOS	24,75		POZOS			POZOS	
Perforación Pozos Productores de Gas	6	POZOS			POZOS			POZOS			POZOS	
Perforación Pozos Sumideros		POZOS			POZOS			POZOS			POZOS	
Perforación Pozos Inyectores de Agua		POZOS			POZOS			POZOS			POZOS	
Perforación Pozos Inyectores de Gas		POZOS			POZOS			POZOS			POZOS	
Perforación Pozos Inyectores para Rec. Asistida		POZOS			POZOS			POZOS			POZOS	
Reparación de Pozos de Petróleo		POZOS			POZOS			POZOS			POZOS	
Reparación de Pozos de Gas (*)		POZOS			POZOS			POZOS			POZOS	
Conversión de Pozos		POZOS			POZOS			POZOS			POZOS	
Abandono de Pozos												
Instalaciones Recuperación Asistida												
Instalaciones Recuperación Secundaria												
Equipos de Bombeo de Petróleo												
Oleoductos		Km			Km			Km			Km	
Baterías y Plantas de Deshidratación y/o Desalado												
Plantas de Almacenaje												
Unidades LACT												
Gasoductos		Km			Km			Km			Km	
Redes de captación de Gas Natural		m			m			m			m	
Plantas de Tratamiento de Gas Natural												
Plantas de Compresión de Gas Natural												
Plantas de Separación de Gas Licuado												
Reparación y actualización de Motores y Compresores												
Edificios, Almacenes, Obras civiles, Caminos, Etc												
Instalaciones y equipos de Telecomunicación												
Instalaciones y equipos de Laboratorio												
Medio Ambiente												
Otras Inversiones (*)												
TOTAL												

(*) Corresponde a desarrollo de objetivos profundos contingier

(*) Incluye "Mantenimiento por rotura o contingencia"

	TOTAL INVERSIONES EXPLOTACION (MM U\$S)	24,75	TOTAL INVERSIONES EXPLOTACION COMPLEMENTARIA (MM U\$S)	0,00	TOTAL GENERAL INVERSIONES (MM U\$S)	24,75
	TOTAL INVERSIONES EXPLOTACION (MM U\$S)	0,00	TOTAL INVERSIONES EXPLOTACION COMPLEMENTARIA (MM U\$S)	0,00	TOTAL GENERAL INVERSIONES (MM U\$S)	0,00
	TOTAL INVERSIONES EXPLOTACION (MM U\$S)	0,00	TOTAL INVERSIONES EXPLOTACION COMPLEMENTARIA (MM U\$S)	0,00	TOTAL GENERAL INVERSIONES (MM U\$S)	0,00

LEY Nº 4818
ANEXO A

PLAN DE INVERSIONES EN EXPLOTACIÓN

RESOLUCIÓN SEN No 2057/2005

Anexos I y II

CONCESIÓN: Área Entre Lomas

OPERADOR: Petrolera Entre Lomas S.A

Gastos Operativos hasta finalización de Prórroga de Negociación
en Milones de Dólares

Concepto	Desarrollo	Contingente a Resultados Exploratorios	Total
Mano de Obra (personal Propio)	30,90	5,32	36,22
Workover y Pulling	65,19	0,00	65,19
Servicios y Otros	107,82	18,94	126,76
Energía	18,41	3,32	21,73
Materiales y obras de superficie	30,57	5,65	36,22
Total Costos Operativos	252,89	33,23	286,11

LEY Nº 4818 - ANEXO A

PLAN DE INVERSIONES EN EXPLOTACIÓN

RESOLUCIÓN SEN Nº 2057/2005

Anexos I y II

CONCESIÓN: Área Entre Lomas

OPERADOR: Petrolera Entre Lomas S.A

Gastos Operativos Previstos (Explotación y Desarrollo) hasta finalización de Prórroga de Negociación en Millones de Dólares

Concepto	Año 2016	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023	Año 2024	Año 2026	Año 2026	Total
Mano de Obra (personal Propio)	5,25	4,59	4,03	3,55	3,16	2,70	2,20	1,73	1,36	1,01	0,72	0,60	30,90
Workover y Pulling	9,51	8,31	7,33	6,53	5,86	5,24	4,71	4,23	3,83	3,49	3,20	2,93	65,19
Servicios y Otros	18,38	16,06	14,09	12,42	11,06	9,45	7,89	6,01	4,72	3,47	2,45	2,03	107,82
Energía	3,15	2,75	2,41	2,13	1,89	1,62	1,31	1,02	0,80	0,58	0,41	0,33	18,41
Materiales y obras de superficie	5,25	4,58	4,02	3,54	3,16	2,69	2,18	1,69	1,31	0,95	0,65	0,53	30,57
Total Costos Operativos	41,56	38,28	31,89	28,17	25,13	21,71	18,09	14,69	12,02	9,50	7,43	6,43	262,89

Gastos Operativos Contingentes al Desarrollo Resultante del Éxito Exploratorio hasta finalización de Prórroga de Negociación en Millones de Dólares

Concepto	Año 2016	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023	Año 2024	Año 2026	Año 2026	Total
Mano de Obra (personal Propio)	0,03	0,03	0,05	0,08	0,10	0,21	0,42	0,62	0,77	0,93	1,06	1,03	5,32
Workover y Pulling	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Servicios y Otros	0,11	0,11	0,17	0,29	0,34	0,74	1,48	2,22	2,74	3,31	3,75	3,66	18,94
Energía	0,02	0,02	0,03	0,05	0,06	0,13	0,26	0,39	0,48	0,58	0,66	0,64	3,32
Materiales y obras de superficie	0,03	0,03	0,05	0,09	0,10	0,22	0,44	0,66	0,82	0,99	1,12	1,09	5,65
Total Costos Operativos	0,20	0,20	0,30	0,50	0,60	1,30	2,60	3,90	4,90	5,80	6,60	6,43	33,23

Gastos Operativos Totales previstos hasta finalización de Prórroga de Negociación en Millones de Dólares

Concepto	Año 2016	Año 2016	Año 2017	Año 2018	Año 2019	Año 2020	Año 2021	Año 2022	Año 2023	Año 2024	Año 2026	Año 2026	Total
Mano de Obra (personal Propio)	5,28	4,62	4,07	3,63	3,26	2,91	2,62	2,35	2,13	1,94	1,78	1,63	36,22
Workover y Pulling	9,51	8,31	7,33	6,53	5,86	5,24	4,71	4,23	3,83	3,49	3,20	2,93	65,19
Servicios y Otros	18,49	16,16	14,26	12,70	11,40	10,19	9,17	8,23	7,45	6,78	6,22	5,70	126,76
Energía	3,17	2,77	2,44	2,18	1,95	1,75	1,57	1,41	1,28	1,16	1,07	0,98	21,73
Materiales y obras de superficie	5,28	4,62	4,07	3,63	3,26	2,91	2,62	2,35	2,13	1,94	1,78	1,63	36,22
Total Costos Operativos	41,75	38,48	32,19	28,67	25,73	23,01	20,89	18,99	16,82	15,30	14,03	12,86	286,11

Anexo B

PLAN DE INVERSIONES EN EXPLORACIÓN

El plan de inversiones en exploración tiene como objetivo incrementar las reservas de hidrocarburos no certificadas a la fecha hasta el fin del Acuerdo en el Area "Entre Lomas". 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.

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.

LEY ° 4818 - ANEXO B

Plan de Inversiones en Exploración - Resolución SEN N° 2057/2005 Anexos I y II

PLAN DE ACCION INVERSIONES REALIZADAS / A EJECUTAR			AÑO	2015-2026
CONCESIÓN DE EXPLOTACIÓN	ÁREA ENTRE LOMAS			
OPERADOR	PETROLERA ENTRE LOMAS S.A.			
PROVINCIA	RÍO NEGRO			
YACIMIENTO	Charco Bayo, Piedras Blancas, La Pista, Borde Mocho		CUENCA	NEUQUINA

DESCRIPCIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN	INVERSIONES						
	EXPLOTACION			EXPLORACION COMPLEMENTARIA			TOTAL
	Cantidad	Unidades	Millones de u\$s	Cantidad	Unidades	Millones de u\$s	Millones de u\$s
Adquisición de datos sísmicos 2D		Km			Km		
Adquisición de datos sísmicos 3D		Km2			Km2		
Gravimetría y/o Magnetometría		Km2			Km2		
Perforación Pozos Exploratorios		POZOS		2	POZOS	8,87	8,87
Perforación Pozos Avanzada		POZOS		2	POZOS	8,87	8,87
Perforación Pozos Productores de Petróleo		POZOS			POZOS		
Perforación Pozos Productores de Gas		POZOS			POZOS		
Perforación Pozos Sumideros		POZOS			POZOS		
Perforación Pozos Inyectores de Agua		POZOS			POZOS		
Perforación Pozos Inyectores de Gas		POZOS			POZOS		
Perforación Pozos Inyectores para Rec. Asistida		POZOS			POZOS		
Reparación de Pozos de Petróleo		POZOS			POZOS		
Reparación de Pozos de Gas		POZOS			POZOS		
Conversión de Pozos		POZOS			POZOS		
Abandono de Pozos		POZOS			POZOS		
Instalaciones Recuperación Asistida							
Instalaciones Recuperación Secundaria							
Equipos de Bombeo de Petróleo							
Oleoductos		Km			Km		
Baterías y Plantas de Deshidratación y/o Desalado							
Plantas de Almacenaje							
Unidades LACT							
Gasoductos		Km			Km		
Redes de captación de Gas Natural		m			m		
Plantas de Tratamiento de Gas Natural							
Plantas de Compresión de Gas Natural							
Plantas de Separación de Gas Licuado							
Reparación y actualización de Motores y Compresores							
Edificios, Almacenes, Obras civiles, Caminos, Etc							
Instalaciones y equipos de Telecomunicación							
Instalaciones y equipos de Laboratorio							
Medio Ambiente							
Otras Inversiones (*)							

(*) incluye "Mantenimiento por rotura o contingencia"

PLAN DE INVERSIONES A EJECUTAR			AÑO	2015-2026
OPERADOR	PETROLERA ENTRE LOMAS S.A.			
CONCESIÓN	ÁREA ENTRE LOMAS		INVERSIONES	
CUENCA	NEUQUINA		EXPLOTACIÓN	EXPLORACIÓN COMPLEMENTARIA
TOTAL YACIMIENTOS				TOTAL
			17,74	17,74
LOS DATOS CONSIGNADOS REVISTEN EL CARÁCTER DE DECLARACIÓN JURADA			FIRMA DEL APODERADO	

INVERSIONES PROGRAMADAS

CONCESION: Entre Lomas
 OPERADOR: Petrolera Entre Lomas S.A.
 PROVINCIA: Río Negro

LEY ° 4818 - ANEXO B - DETALLE ANUAL
Plan de Inversiones en Exploración - Resolución SEN N° 2057/2005 Anexos I y II

DESARROLLO DE OBJETIVOS PROFUNDOS CONTINGENTE A RESULTADOS EXPLORATORIOS

DESCRIPCIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN	Año 2017						Año 2018						
	EXPLORACIÓN			EXPLORACIÓN COMPLEMENTARIA			EXPLORACIÓN			EXPLORACIÓN COMPLEMENTARIA			
	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s	TOTAL	Miliones de u\$s	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s	TOTAL	Miliones de u\$s
Adquisición de datos sísmicos 2D		km			km					km			
Adquisición de datos sísmicos 3D		km2			km2					km2			
Gravimetría y/o Magnetometría		km2			km2					km2			
Perforación Pozos Exploratorios		POZOS			POZOS					POZOS			
Perforación Pozos Avanzada		POZOS			POZOS					POZOS	4,44	4,44	
Perforación Pozos Productores de Petróleo		POZOS			POZOS					POZOS			
Perforación Pozos Productores de Gas		POZOS			POZOS					POZOS			
Perforación Pozos Sumideros		POZOS			POZOS					POZOS			
Perforación Pozos Inyectores de Agua		POZOS			POZOS					POZOS			
Perforación Pozos Inyectores de Gas		POZOS			POZOS					POZOS			
Perforación Pozos Inyectores para Rec. Asistida		POZOS			POZOS					POZOS			
Reparación de Pozos de Petróleo		POZOS			POZOS					POZOS			
Reparación de Pozos de Gas		POZOS			POZOS					POZOS			
Conversión de Pozos		POZOS			POZOS					POZOS			
Abandono de Pozos		POZOS			POZOS					POZOS			
Instalaciones Recuperación Asistida													
Instalaciones Recuperación Secundaria													
Equipos de Bombeo de Petróleo													
Oleoductos		km			km					km			
Baterías y Plantas de Deshidratación y/o Desalado													
Plantas de Almacenaje													
Unidades LACT													
Gasoductos		km			km					km			
Redes de captación de Gas Natural		m			m					m			
Plantas de Tratamiento de Gas Natural													
Plantas de Compresión de Gas Natural													
Plantas de Separación de Gas Licuado													
Reparación y actualización de Motores y Compresores													
Edificios, Almacenes, Obras civiles, Caminos, Etc													
Instalaciones y equipos de Telecomunicación													
Instalaciones y equipos de Laboratorio													
Medio Ambiente													
Otras inversiones (*)													

(*) incluye "Mantenimiento por rotura o contingencia"

TOTAL INVERSIONES EXPLORACIÓN (MM U\$S)	0,00
TOTAL GENERAL INVERSIONES (MM U\$S)	0,00

TOTAL INVERSIONES EXPLORACIÓN COMPLEMENTARIA (MM U\$S)	0,00
TOTAL GENERAL INVERSIONES (MM U\$S)	0,00

TOTAL INVERSIONES EXPLORACIÓN (MM U\$S)	0,00
TOTAL GENERAL INVERSIONES (MM U\$S)	0,00

TOTAL INVERSIONES EXPLORACIÓN COMPLEMENTARIA (MM U\$S)	4,44
TOTAL GENERAL INVERSIONES (MM U\$S)	4,44

TOTAL INVERSIONES EXPLORACIÓN (MM U\$S)	0,00
TOTAL GENERAL INVERSIONES (MM U\$S)	4,44

INVERSIONES PROGRAMADAS

CONCESION: Entre Lomas
 OPERADOR: Petrolera Entre Lomas S.A.
 PROVINCIA: Rio Negro

LEY ° 4818 - ANEXO B - DETALLE ANUAL
 Plan de Inversiones en Exploración - Resolución SEN N° 2057/2005 Anexos I y II

DESARROLLO DE OBJETIVOS PROFUNDOS CONTINGENTE A RESULTADOS EXPLORATORIOS

DESCRIPCIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN	Año 2021						Año 2022						
	EXPLORACION			EXPLORACION COMPLEMENTARIA			EXPLORACION			EXPLORACION COMPLEMENTARIA			
	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s	TOTAL	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s
Adquisición de datos sísmicos 2D		Km			Km				Km			Km	
Adquisición de datos sísmicos 3D		Km2			Km2				Km2			Km2	
Gravimetría y/o Magnetometría		Km2			Km2				Km2			Km2	
Perforación Pozos Exploratorios	1	POZOS	4,44		POZOS	4,44	4,44		POZOS			POZOS	
Perforación Pozos Avanzada		POZOS			POZOS				POZOS			POZOS	
Perforación Pozos Productores de Petróleo		POZOS			POZOS				POZOS			POZOS	
Perforación Pozos Productores de Gas		POZOS			POZOS				POZOS			POZOS	
Perforación Pozos Sumideros		POZOS			POZOS				POZOS			POZOS	
Perforación Pozos Inyectores de Agua		POZOS			POZOS				POZOS			POZOS	
Perforación Pozos Inyectores de Gas		POZOS			POZOS				POZOS			POZOS	
Perforación Pozos Inyectores para Rec. Asistida		POZOS			POZOS				POZOS			POZOS	
Reparación de Pozos de Petróleo		POZOS			POZOS				POZOS			POZOS	
Reparación de Pozos de Gas		POZOS			POZOS				POZOS			POZOS	
Conversión de Pozos		POZOS			POZOS				POZOS			POZOS	
Abandono de Pozos		POZOS			POZOS				POZOS			POZOS	
Instalaciones Recuperación Asistida													
Instalaciones Recuperación Secundaria													
Equipos de Bombeo de Petróleo		Km			Km				Km			Km	
Oleoductos													
Baterías y Plantas de Deshidratación y/o Desalado													
Plantas de Almacenamiento													
Unidades LACT													
Gasoductos		Km			Km				Km			Km	
Redes de captación de Gas Natural		m			m				m			m	
Plantas de Tratamiento de Gas Natural													
Plantas de Compresión de Gas Natural													
Plantas de Separación de Gas Licuado													
Reparación y actualización de Motores y Compresores													
Edificios, Almacenes, Obras civiles, Caminos, Etc													
Instalaciones y equipos de Telecomunicación													
Instalaciones y equipos de Laboratorio													
Medio Ambiente													
Otras Inversiones (*)													

(*) incluye "Mantenimiento por rotura o contingencia"

TOTAL INVERSIONES EXPLORACION COMPLEMENTARIA (MM U\$S)	0,00
--	------

TOTAL INVERSIONES EXPLORACION COMPLEMENTARIA (MM U\$S)	4,44
--	------

TOTAL INVERSIONES EXPLORACION COMPLEMENTARIA (MM U\$S)	4,44
--	------

TOTAL INVERSIONES EXPLORACION COMPLEMENTARIA (MM U\$S)	0,00
--	------

TOTAL INVERSIONES EXPLORACION COMPLEMENTARIA (MM U\$S)	0,00
TOTAL GENERAL INVERSIONES (MM U\$S)	0,00

INVERSIONES PROGRAMADAS

CONCESION: Entre Lomas
 OPERADOR: Petrolera Entre Lomas S.A.
 PROVINCIA: Rio Negro

LEY ° 4818 - ANEXO B - DETALLE ANUAL
 Plan de Inversiones en Explotación - Resolución SEN N° 2057/2005 Anexos I y II

DESARROLLO DE OBJETIVOS PROFUNDOS CONTINGENTE A RESULTADOS EXPLORATORIOS

DESCRIPCIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN	Año 2023						Año 2024							
	EXPLORACION			EXPLORACION COMPLEMENTARIA			EXPLORACION			EXPLORACION COMPLEMENTARIA				
	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s	TOTAL	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s	TOTAL	Cantidad	Unidades	Miliones de u\$s
Adquisición de datos sísmicos 2D		Km			Km				Km				Km	
Adquisición de datos sísmicos 3D		Km2			Km2				Km2				Km2	
Gravimetría y/o Magnetometría		Km2			Km2				Km2				Km2	
Perforación Pozos Exploratorios		POZOS			POZOS				POZOS				POZOS	
Perforación Pozos Avanzada		POZOS			POZOS				POZOS			1	POZOS	4,44
Perforación Pozos Productores de Petróleo		POZOS			POZOS				POZOS				POZOS	
Perforación Pozos Productores de Gas		POZOS			POZOS				POZOS				POZOS	
Perforación Pozos Sumideros		POZOS			POZOS				POZOS				POZOS	
Perforación Pozos Inyectores de Agua		POZOS			POZOS				POZOS				POZOS	
Perforación Pozos Inyectores de Gas		POZOS			POZOS				POZOS				POZOS	
Perforación Pozos Inyectores para Rec. Asistida		POZOS			POZOS				POZOS				POZOS	
Reparación de Pozos de Petróleo		POZOS			POZOS				POZOS				POZOS	
Reparación de Pozos de Gas		POZOS			POZOS				POZOS				POZOS	
Conversión de Pozos		POZOS			POZOS				POZOS				POZOS	
Abandono de Pozos		POZOS			POZOS				POZOS				POZOS	
Instalaciones Recuperación Asistida														
Instalaciones Recuperación Secundaria														
Equipos de Bombeo de Petróleo														
Oleoductos		Km			Km				Km				Km	
Baterías y Plantas de Deshidratación y/o Desalado														
Plantas de Almacenaje														
Unidades LACT														
Gasoductos		Km			Km				Km				Km	
Redes de captación de Gas Natural		m			m				m				m	
Plantas de Tratamiento de Gas Natural														
Plantas de Compresión de Gas Natural														
Plantas de Separación de Gas Licuado														
Reparación y actualización de Motores y Compresores														
Edificios, Almacenes, Obras civiles, Caminos, Etc														
Instalaciones y equipos de Telecomunicación														
Instalaciones y equipos de Laboratorio														
Medio Ambiente														
Otras Inversiones (*)														

(*) incluye "Mantenimiento por rotura o contingencia"

TOTAL INVERSIONES EXPLORACION COMPLEMENTARIA (MM U\$S)	4,44
TOTAL GENERAL INVERSIONES (MM U\$S)	4,44

TOTAL INVERSIONES EXPLORACION (MM U\$S)	0,00
---	------

TOTAL INVERSIONES EXPLORACION COMPLEMENTARIA (MM U\$S)	0,00
TOTAL GENERAL INVERSIONES (MM U\$S)	0,00

TOTAL INVERSIONES EXPLORACION (MM U\$S)	0,00
---	------



CONCESIONARIA:		PETROLERA ENTRE LOMAS S.A.											
AREA DE CONCESION:		ENTRE LOMAS											
IMPACTO AMBIENTAL	UBICACION			MAGNITUD DEL IMPACTO		METODOLOGIA DE REMEDIACION	MONTO DE INVERSION EN USD	ETAPAS	PLAZO DE EJECUCION		TIPO DE CONTROL Y MONITOREO		
	YACIMIENTO	SECTOR - AREA - INSTALACION	COORDENADAS POSGAR 94 Grados Decimales		SUPERFICIE AFECTADA m2				VOLUMEN AFECTADO m3	INICIO		FIN	
			X	Y									
Tierras empostradas	Charco Bayo	Recinto Mayor	-38.229733	-68.101903	5351	10000	Tratamiento de suelos por biopilas	359.936	Caracterización, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2014	Finalizado. Nota N° 49/2014 Expte N° 52754-COD-2010	
Tierras empostradas	Piedras Blancas	Locación Pozo PB-50	-38.126039	-68.201679	2718.94	3500	Tratamiento de suelos por biopilas	118.992	Caracterización, tratamiento y disposición final	01/01/2015	31/12/2015	En programa. Informes parciales y finales.	
Tierras empostradas	Piedras Blancas	Cantera CB-265	-38.214622	-68.070408	3398.69	6000	Tratamiento de suelos por biopilas	70.340	Caracterización, tratamiento y disposición final	01/01/2015	31/12/2015	En programa. Informes parciales y finales.	
Piletas de diferentes usos	Charco Bayo y Piedras Blancas	Piletas de antiguos pozos				1500	Saneamiento y tratamiento por biopilas	50.995	Monitoreo de revegetación y atenuación natural	01/01/2015	31/12/2017	En programa. Informes parciales y finales.	
Repositorios de residuos	Charco Bayo	Recinto de residuos	-38.218751	-68.106926	10000	NC	Asimilables a RSU (segregar, recibir, reusar)	787.808	Clasificación, acondicionamiento y tratamiento	01/01/2014	31/12/2018	En ejecución. Control con certificación mensual. manifiestos de transporte, tratamiento y disposición final. Informes parciales y finales.	
							Especiales (segregar y enviar para tratamiento externo)	196.952	Clasificación, acondicionamiento y tratamiento	01/01/2014	31/12/2018	En ejecución. Control con certificación mensual. manifiestos de transporte, tratamiento y disposición final. Informes parciales y finales.	
Residuos petroleros y peligrosos acumulados	Charco Bayo	Repositorio Cutting	-38.19214	-68.10559	13.000	12.000	Tratamiento de suelos por biopilas	391.090	Caracterización, tratamiento y disposición final	01/01/2015	31/12/2017	En programa. Informes parciales y finales.	
Sitios afectados por incidentes	Charco Bayo, Piedras Blancas, La Pista y Borde Mocho	Pozos, locaciones, derechos de vía de oleoductos, gasoductos, líneas eléctricas, instalaciones e instalaciones conexas, campamentos, depósitos, repositorios, recintos, etc.	Según detalle Punto V.1.6.3 Informe Auditoría Ambiental		Factor de Ocupación Global de 1822 Has	n/a	Técnicas de restauración ambiental	1.055.100	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En ejecución. Avance 20%. Informes parciales y finales	
Instalaciones en desuso	Charco Bayo y Piedras Blancas	Pozos abandonados	Según detalle Punto V.1.7 Informe Auditoría Ambiental		230.000	n/a	Técnicas de restauración ambiental	8.206	Escarificado	01/01/2015	31/12/2015	En programa. Informes parciales y finales.	
Instalaciones en desuso	Charco Bayo y Piedras Blancas	Oleoductos troceles (acero) inactivos	Según detalle Punto V.1.7 Informe Auditoría Ambiental		47230 m lineales	n/a	Abandono definitivo	15.413	Cierre, limpieza y restauración del DDV (nivelar, restaurar pendientes, escarificar y estimular repoblamiento vegetal)	01/01/2016	31/12/2016	En programa. Informes parciales y finales.	
Instalaciones en desuso	Charco Bayo y Piedras Blancas	Gasoductos troceles (acero) inactivos	Según detalle Punto V.1.7 Informe Auditoría Ambiental		20400 m lineales	n/a	Abandono definitivo	7.034	Cierre, limpieza y restauración del DDV (nivelar, restaurar pendientes, escarificar y estimular repoblamiento vegetal)	01/01/2016	31/12/2016	En programa. Informes parciales y finales.	
Instalaciones en desuso	Charco Bayo y Piedras Blancas	Líneas aéreas y subsuperficiales	Según detalle Punto V.1.7 Informe Auditoría Ambiental		n/a	n/a	Abandono definitivo	439.625	Cierre, limpieza y restauración del DDV (nivelar, restaurar pendientes, escarificar y estimular repoblamiento vegetal)	01/01/2014	31/12/2018	En ejecución. Avance 20%. Informes parciales y finales	
Instalaciones en desuso	Piedras Blancas	Ex Bateria 3PB	-38.13018	-68.18242	15.000	n/a	Técnicas de restauración ambiental	11.723	Nivelar, restaurar pendientes, escarificar y estimular repoblamiento vegetal	01/01/2016	31/12/2016	En programa. Informes parciales y finales.	



SECRETARÍA DE ESTADO
DE ENERGÍA

LEY N° 4818 - ANEXO C
Plan de Remediación de Pasivos Ambientales

IMPACTO AMBIENTAL	CONCESIONARIA: PETROLERA ENTRE LOMAS S.A.		UBICACION		COORDENADAS POSGAR 94 Grados Decimales X Y	MAGNITUD DEL IMPACTO SUPERFICIE AFECTADA m ²	VOLUMEN AFECTADO m ³	METODOLOGIA DE REMEDIACION	MONTO DE INVERSION EN USD	ETAPAS	PLAZO DE EJECUCION		TIPO DE CONTROL Y MONITOREO
	YACIMIENTO	SECTOR - AREA - INSTALACION	INICIO	FIN									
Instalaciones en desuso	Piedras Blancas	Ex. Bateria SPB	-38,14344	-68,15157	15.000	n/a	n/a	Técnicas de restauración ambiental	11.723	Nivelar, restaurar pendientes, escarificar y estimular repoblamiento vegetal	01/01/2016	31/12/2016	En programa. Informes parciales y finales.
Caminos y picadas en desuso	Charco Bayo y Piedras Blancas	Picadas clausuradas a la fecha	Segun detalle Punto V.1.8 Informe Auditoria Ambiental		28.681	n/a	n/a	Técnicas de restauración ambiental	9.379	Cierre y revegetación	01/01/2017	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales.
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0003G	-38,19960	-68,09590	n/a	312	312	Tratamiento de suelos por biopilas	48.743	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2014	Ejecutado Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0011	-38,21420	-68,10110	n/a	14	14	Tratamiento de suelos por biopilas	2.250	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0016	-38,19570	-68,12170	n/a	200	200	Tratamiento de suelos por biopilas	31.246	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2014	Ejecutado Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0018	-38,22340	-68,08710	n/a	450	450	Tratamiento de suelos por biopilas	70.303	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0022G	-38,19080	-68,11150	n/a	20	20	Tratamiento de suelos por biopilas	3.125	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0003	-38,22820	-68,07020	n/a	50	50	Tratamiento de suelos por biopilas	7.811	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2014	Ejecutado Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0024	-38,19090	-68,12530	n/a	60	60	Tratamiento de suelos por biopilas	9.374	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2014	Ejecutado Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0025	-38,20470	-68,09430	n/a	300	300	Tratamiento de suelos por biopilas	46.868	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2014	Ejecutado Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0027	-38,20020	-68,10480	n/a	58	58	Tratamiento de suelos por biopilas	9.061	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0030	-38,18080	-68,10570	n/a	150	150	Tratamiento de suelos por biopilas	23.434	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2014	Ejecutado Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0038	-38,23300	-68,09390	n/a	150	150	Tratamiento de suelos por biopilas	23.434	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2014	Ejecutado Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0041	-38,17680	-68,12210	n/a	130	130	Tratamiento de suelos por biopilas	20.310	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2014	Ejecutado Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0043	-38,18590	-68,09420	n/a	1.430	1.430	Tratamiento de suelos por biopilas	223.408	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2014	Ejecutado Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0045	-38,20020	-68,09190	n/a	100	100	Tratamiento de suelos por biopilas	15.623	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0046	-38,18150	-68,11170	n/a	n/a	320	Tratamiento de suelos por biopilas	49.963	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2014	Ejecutado Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0050	-38,22380	-68,10110	n/a	n/a	6	Tratamiento de suelos por biopilas	1.000	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0051	-38,20000	-68,09100	n/a	33	33	Tratamiento de suelos por biopilas	5.077	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0053	-38,17670	-68,10170	n/a	50	50	Tratamiento de suelos por biopilas	7.811	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0058	-38,17220	-68,11160	n/a	64	64	Tratamiento de suelos por biopilas	9.999	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0061	-38,23230	-68,05260	n/a	18	18	Tratamiento de suelos por biopilas	2.734	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0063	-38,23270	-68,08020	n/a	800	800	Tratamiento de suelos por biopilas	124.982	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0066	-38,16280	-68,12570	n/a	25	25	Tratamiento de suelos por biopilas	3.906	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2014	Ejecutado Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0071	-38,22760	-68,04940	n/a	50	50	Tratamiento de suelos por biopilas	7.811	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0072	-38,15830	-68,13600	n/a	240	240	Tratamiento de suelos por biopilas	37.495	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0077	-38,19090	-68,13220	n/a	17	17	Tratamiento de suelos por biopilas	2.625	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0079	-38,15350	-68,12560	n/a	80	80	Tratamiento de suelos por biopilas	12.498	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0082	-38,18130	-68,09800	n/a	150	150	Tratamiento de suelos por biopilas	23.434	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0084	-38,23720	-68,06990	n/a	5	5	Tratamiento de suelos por biopilas	781	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0087	-38,19080	-68,10480	n/a	30	30	Tratamiento de suelos por biopilas	4.667	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0089	-38,18620	-68,13560	n/a	11	11	Tratamiento de suelos por biopilas	1.719	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales

CONCESIONARIA: AREA DE CONCESION:	PETROLERA ENTRE LOMAS S.A.		ENTRE LOMAS		UBICACION			COORDENADAS POSCAR 94 Grados Decimales	MAGNITUD DEL IMPACTO		METODOLOGIA DE REMEDIACION	MONTO DE INVERSION EN USD	ETAPAS	PLAZO DE EJECUCION		TIPO DE CONTROL Y MONITOREO
	IMPACTO AMBIENTAL	YACIMIENTO	SECTOR - AREA - INSTALACION	X	Y	SUPERFICIE AFECTADA m2	VOLUMEN AFECTADO m3		X	Y				INICIO	FIN	
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0093		-38,17690	-68,11520	n/a	150			Tratamiento de suelos por biopilas	23.434	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0099		-38,21840	-68,06330	n/a	10			Tratamiento de suelos por biopilas	1.562	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0104		-38,23750	-68,09730	n/a	150			Tratamiento de suelos por biopilas	23.434	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2014	Ejecutado	
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0132		-38,17890	-68,10390	n/a	5			Tratamiento de suelos por biopilas	781	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0144		-38,21470	-68,09750	n/a	9			Tratamiento de suelos por biopilas	1.328	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0151		-38,15440	-68,11880	n/a	28			Tratamiento de suelos por biopilas	4.296	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0156		-38,18390	-68,10350	n/a	46			Tratamiento de suelos por biopilas	7.108	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2014	Ejecutado	
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0161		-38,23060	-68,09240	n/a	80			Tratamiento de suelos por biopilas	12.498	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0164		-38,23400	-68,06048	n/a	8			Tratamiento de suelos por biopilas	1.250	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0199		-38,15120	-68,12400	n/a	50			Tratamiento de suelos por biopilas	7.811	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0203		-38,14640	-68,11400	n/a	9			Tratamiento de suelos por biopilas	1.406	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0261		-38,24340	-68,04330	n/a	5			Tratamiento de suelos por biopilas	781	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-0267		-38,24000	-68,06900	n/a	8			Tratamiento de suelos por biopilas	1.250	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Charco Bayo	PTe		-38,20519	-68,07687	n/a	8			Tratamiento de suelos por biopilas	1.234	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Charco Bayo	Bat. 2CB		-38,19420	-68,11400	n/a	21			Tratamiento de suelos por biopilas	3.234	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Charco Bayo	Bat. 3CB		-38,15150	-68,13450	n/a	35			Tratamiento de suelos por biopilas	5.437	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-29 a CB-41		-38,18140	-68,12540	n/a	200			Tratamiento de suelos por biopilas	31.246	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-66 a Bat 3CB		-38,16270	-68,12560	n/a	28			Tratamiento de suelos por biopilas	4.374	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-113 a Dis 10		-38,17720	-68,14290	n/a	70			Tratamiento de suelos por biopilas	10.936	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2014	Ejecutado	
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-131 a CB-34		-38,22080	-68,09310	n/a	1.500			Tratamiento de suelos por biopilas	234.342	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Charco Bayo	Linea CB-17		-38,20470	-68,10100	n/a	800			Tratamiento de suelos por biopilas	124.982	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-126 a CB-139		-38,19800	-68,11330	n/a	200			Tratamiento de suelos por biopilas	31.246	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-158 a Bat 6CB		-38,18880	-68,11350	n/a	12			Tratamiento de suelos por biopilas	1.875	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-159 a Bat 2CB		-38,19780	-68,10300	n/a	228			Tratamiento de suelos por biopilas	35.620	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Charco Bayo	CB-56 a Bat 6CB		-38,19540	-68,10120	n/a	30			Tratamiento de suelos por biopilas	4.687	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Charco Bayo	Bat 6CB a PTC		-38,18080	-68,10560	n/a	750			Tratamiento de suelos por biopilas	117.171	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Piedras Blancas	PB-0001G		-38,14930	-68,16390	n/a	21			Tratamiento de suelos por biopilas	3.281	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Piedras Blancas	PB-0002		-38,15380	-68,16680	n/a	960			Tratamiento de suelos por biopilas	148.979	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2014	Ejecutado	
Sitios contaminados	Piedras Blancas	PB-0004		-38,15880	-68,15560	n/a	200			Tratamiento de suelos por biopilas	31.246	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Piedras Blancas	PB-0005		-38,15850	-68,16340	n/a	16			Tratamiento de suelos por biopilas	2.461	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Piedras Blancas	PB-0007		-38,15840	-68,14970	n/a	79			Tratamiento de suelos por biopilas	12.342	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Piedras Blancas	PB-0009		-38,16350	-68,15340	n/a	15			Tratamiento de suelos por biopilas	2.343	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Piedras Blancas	PB-0012		-38,15790	-68,17160	n/a	39			Tratamiento de suelos por biopilas	6.152	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	
Sitios contaminados	Piedras Blancas	PB-0014		-38,15370	-68,14630	n/a	250			Tratamiento de suelos por biopilas	39.057	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa	

CONCESIONARIA:		PETROLERA ENTRE LOMAS S.A.		UBICACIÓN		MAGNITUD DEL IMPACTO		METODOLOGIA DE REMEDIACION	MONTO DE INVERSION EN USD	ETAPAS	PLAZO DE EJECUCIÓN		TIPO DE CONTROL Y MONITOREO
AREA DE CONCESIÓN:		SECTOR - AREA - INSTALACION	YACIMIENTO	COORDENADAS POSGAR 84 X Y	SUPERFICIE AFECTADA m2	VOLUMEN AFECTADO m3	COORDENADAS POSGAR 84 X Y				INICIO	FIN	
IMPACTO AMBIENTAL													
Sitios contaminados		PB-0016	Piedras Blancas	-38,14910	-68,17740	n/a	900	Tratamiento de suelos por bogalías	140.605	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2014	Ejecutado
Sitios contaminados		PB-0021	Piedras Blancas	-38,13980	-68,17040	n/a	300	Tratamiento de suelos por bogalías	46.868	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2014	Informes parciales y finales
Sitios contaminados		PB-0022	Piedras Blancas	-38,14120	-68,19140	n/a	10	Tratamiento de suelos por bogalías	1.484	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa
Sitios contaminados		PB-0026	Piedras Blancas	-38,14460	-68,19430	n/a	400	Tratamiento de suelos por bogalías	62.491	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2014	Ejecutado
Sitios contaminados		PB-0030	Piedras Blancas	-38,18180	-68,16650	n/a	62	Tratamiento de suelos por bogalías	9.686	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	Informes parciales y finales
Sitios contaminados		PB-0037	Piedras Blancas	-38,16800	-68,19070	n/a	600	Tratamiento de suelos por bogalías	93.737	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2014	Ejecutado
Sitios contaminados		PB-0039	Piedras Blancas	-38,13990	-68,18400	n/a	43	Tratamiento de suelos por bogalías	6.718	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	Informes parciales y finales
Sitios contaminados		PB-0043	Piedras Blancas	-38,13060	-68,19100	n/a	10	Tratamiento de suelos por bogalías	1.625	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	Informes parciales y finales
Sitios contaminados		PB-0057	Piedras Blancas	-38,15390	-68,18060	n/a	7	Tratamiento de suelos por bogalías	1.140	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	Informes parciales y finales
Sitios contaminados		PB-0060	Piedras Blancas	-38,18180	-68,15970	n/a	130	Tratamiento de suelos por bogalías	20.310	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	Ejecutado
Sitios contaminados		PB-0066	Piedras Blancas	-38,14940	-68,19110	n/a	10	Tratamiento de suelos por bogalías	1.573	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	Informes parciales y finales
Sitios contaminados		PB-0067	Piedras Blancas	-38,17250	-68,15970	n/a	50	Tratamiento de suelos por bogalías	7.811	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2014	Ejecutado
Sitios contaminados		PB-0070	Piedras Blancas	-38,12140	-68,21850	n/a	23	Tratamiento de suelos por bogalías	3.583	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	Informes parciales y finales
Sitios contaminados		PB-0071	Piedras Blancas	-38,17730	-68,15610	n/a	18	Tratamiento de suelos por bogalías	2.843	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa
Sitios contaminados		PB-0087	Piedras Blancas	-38,15570	-68,16900	n/a	100	Tratamiento de suelos por bogalías	15.623	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa
Sitios contaminados		PB-0089	Piedras Blancas	-38,15160	-68,18590	n/a	11	Tratamiento de suelos por bogalías	1.687	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa
Sitios contaminados		PB-0104	Piedras Blancas	-38,15330	-68,16340	n/a	16	Tratamiento de suelos por bogalías	2.531	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	Informes parciales y finales
Sitios contaminados		PB-0110	Piedras Blancas	-38,13780	-68,19100	n/a	6	Tratamiento de suelos por bogalías	1.000	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa
Sitios contaminados		PB-0114	Piedras Blancas	-38,13550	-68,21520	n/a	7	Tratamiento de suelos por bogalías	1.125	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa
Sitios contaminados		PB-0124	Piedras Blancas	-38,13040	-68,21370	n/a	12	Tratamiento de suelos por bogalías	1.922	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	Informes parciales y finales
Sitios contaminados		PB-0127	Piedras Blancas	-38,17000	-68,16130	n/a	15	Tratamiento de suelos por bogalías	2.406	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa
Sitios contaminados		PB-0133	Piedras Blancas	-38,10930	-68,22340	n/a	15	Tratamiento de suelos por bogalías	2.343	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	Informes parciales y finales
Sitios contaminados		PB-0135	Piedras Blancas	-38,12370	-68,18610	n/a	12	Tratamiento de suelos por bogalías	1.843	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa
Sitios contaminados		PB-0142	Piedras Blancas	-38,10960	-68,22760	n/a	7	Tratamiento de suelos por bogalías	1.094	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	Informes parciales y finales
Sitios contaminados		PB-0144	Piedras Blancas	-38,10940	-68,23340	n/a	20	Tratamiento de suelos por bogalías	3.140	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa
Sitios contaminados		PB-0146	Piedras Blancas	-38,10510	-68,23110	n/a	16	Tratamiento de suelos por bogalías	2.500	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	Informes parciales y finales
Sitios contaminados		PB-0148	Piedras Blancas	-38,13290	-68,21090	n/a	10	Tratamiento de suelos por bogalías	1.562	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	Informes parciales y finales
Sitios contaminados		PB-0149	Piedras Blancas	-38,11400	-68,21300	n/a	10	Tratamiento de suelos por bogalías	1.562	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	Informes parciales y finales
Sitios contaminados		PB-0156	Piedras Blancas	-38,15280	-68,18330	n/a	10	Tratamiento de suelos por bogalías	1.594	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa
Sitios contaminados		PB-0184	Piedras Blancas	-38,16044	-68,16028	n/a	45	Tratamiento de suelos por bogalías	7.030	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa
Sitios contaminados		Bat. 1PB	Piedras Blancas	-38,15620	-68,15710	n/a	35	Tratamiento de suelos por bogalías	5.468	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	Informes parciales y finales
Sitios contaminados		Bat. 2PB	Piedras Blancas	-38,12790	-68,20530	n/a	75	Tratamiento de suelos por bogalías	11.717	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	Informes parciales y finales
Sitios contaminados		Bat. 4PB	Piedras Blancas	-38,14310	-68,18070	n/a	120	Tratamiento de suelos por bogalías	18.747	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa
Sitios contaminados		Bat. 6PB	Piedras Blancas	-38,11200	-68,22290	n/a	15	Tratamiento de suelos por bogalías	2.343	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	Informes parciales y finales



SECRETARÍA DE ESTADO
DE ENERGÍA

LEY N° 4818 - ANEXO C
Plan de Remediación de Pasivos Ambientales

GOBIERNO
DE RIO NEGRO

CONCESIONARIA:		PETROLERA ENTRE LOMAS S.A.												
AREA DE CONCESION:		ENTRE LOMAS												
IMPACTO AMBIENTAL	UBICACION			MAGNITUD DEL IMPACTO	METODOLOGIA DE REMEDIACION	MONTO DE INVERSION EN USD	ETAPAS	PLAZO DE EJECUCION		TIPO DE CONTROL Y MONITOREO				
	YACIMIENTO	SECTOR - AREA - INSTALACION	COORDENADAS POSGAR 94 Grados Decimales					X	Y		SUPERFICIE AFECTADA m2	VOLUMEN AFECTADO m3	INICIO	FIN
Sitios contaminados	Piedras Blancas	Bat. 8PB	-38,17800	-68,16470	n/a	2	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales.				
Sitios contaminados	Piedras Blancas	Ex Bat 3PB	-38,13018	-68,18241	n/a	307	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales.				
Sitios contaminados	Piedras Blancas	Ex Bat 5PB	-38,14354	-68,15193	n/a	380	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales.				
Sitios contaminados	Piedras Blancas	EMC 3	-38,15700	-68,15620	n/a	49	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales.				
Sitios contaminados	Piedras Blancas	PB-111 a Bat. 4PB	-38,14580	-68,17740	n/a	50	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales.				
Sitios contaminados	Piedras Blancas	PB-136 a PB-58	-38,12620	-68,18100	n/a	900	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales.				
Sitios contaminados	Piedras Blancas	PB-28 a Bat. 4PB	-38,13580	-68,17300	n/a	400	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales.				
Sitios contaminados	Piedras Blancas	PB-33 a ex Bat 3PB	-38,13960	-68,14980	n/a	1.300	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales.				
Sitios contaminados	Piedras Blancas	PB-3 a ex Bat 3PB	-38,15320	-68,15950	n/a	20	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales.				
Sitios contaminados	Piedras Blancas	PB-91 a Bat. 4PB	-38,14250	-68,17740	n/a	150	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales.				
Sitios contaminados	Piedras Blancas	PB-136 a PB-58	-38,11240	-68,22050	n/a	5	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2014	Ejecutado				
Sitios contaminados	Piedras Blancas	PB-140 a Bat. 6PB	-38,12250	-68,21300	n/a	8	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales.				
Sitios contaminados	Piedras Blancas	PB-24 a PB-140	-38,12120	-68,21160	n/a	200	Saneado, tratamiento y disposición final	01/01/2014	31/12/2018	En programa. Informes parciales y finales.				
TOTAL (u\$s)							6.383.790							

LEY N° 4818 - ANEXO D

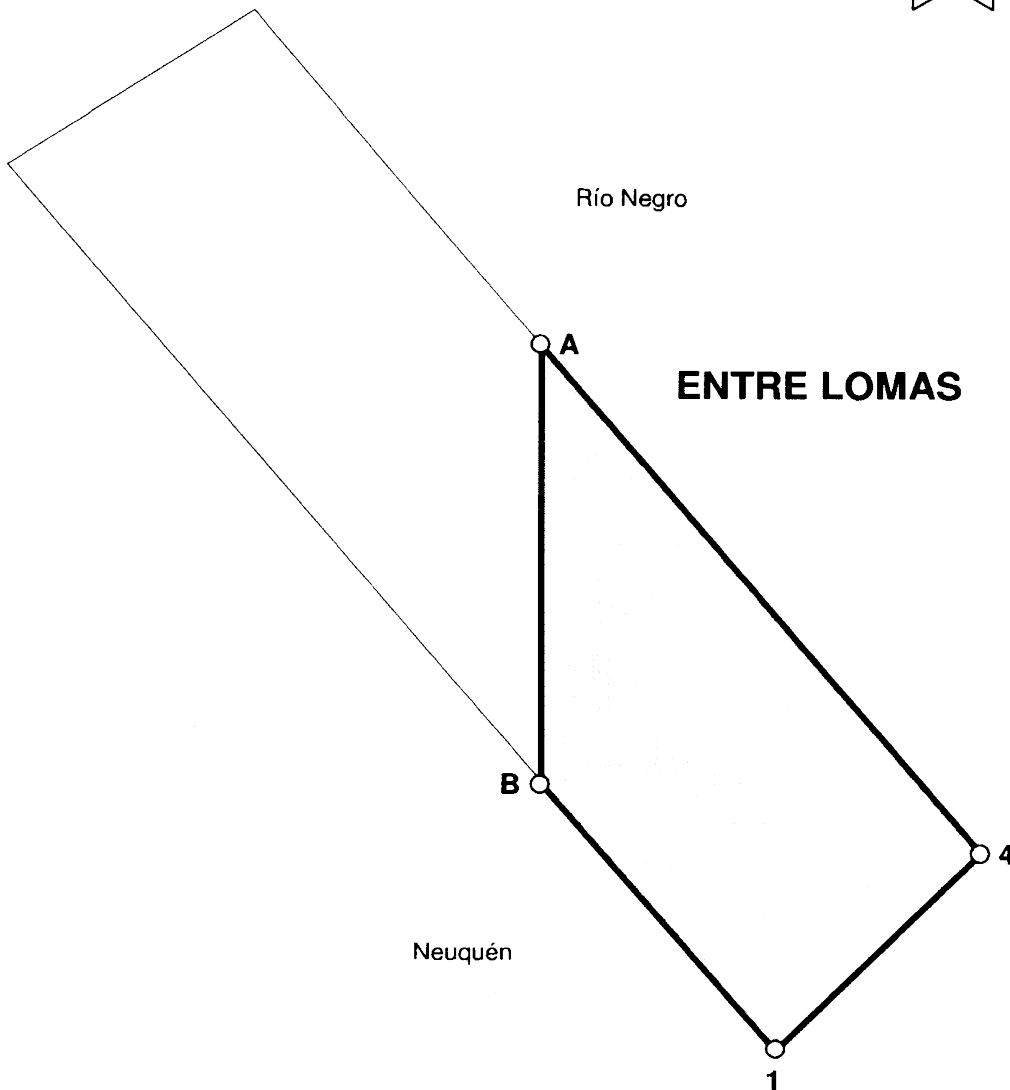
Detalle de No Conformidades, Observaciones y Oportunidades de Mejora

N°	Fecha Inspección	Equipo/Instalación/Evento	Fecha Cumplimiento de
PELSA-EL-NC01	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Crudo PTC	31/12/14
PELSA-EL-NC02	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Crudo PTC	31/12/14
PELSA-EL-NC03	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Crudo PTC	01/06/15
PELSA-EL-NC04	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Crudo PTC	01/06/15
PELSA-EL-NC05	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Crudo PTC	01/11/13
PELSA-EL-NC06	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Crudo PTC	01/12/10
PELSA-EL-NC07	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Crudo PTC	29/11/13
PELSA-EL-NC08	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Crudo PTC	01/12/13
PELSA-EL-NC09	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Crudo PTC	31/12/14
PELSA-EL-NC10	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Agua Salada PTAS	29/11/13
PELSA-EL-NC11	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Agua Salada PTAS	29/11/13
PELSA-EL-NC12	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Agua Salada PTAS	01/12/14
PELSA-EL-NC13	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Agua Salada PTAS	29/11/13
PELSA-EL-NC14	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Agua Salada PTAS	01/12/15
PELSA-EL-NC15	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Efluentes PTE	29/11/13
PELSA-EL-NC16	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Efluentes PTE	01/06/14
PELSA-EL-NC17	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Efluentes PTE	29/11/13
PELSA-EL-NC18	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Efluentes PTE	31/12/13
PELSA-EL-NC19	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Efluentes PTE	31/03/2015-31/10/2015
PELSA-EL-NC20	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Inyección de Agua Salada y Dulce PIAS/PIAD	29/11/13
PELSA-EL-NC21	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Inyección de Agua Salada y Dulce PIAS/PIAD	01/12/15
PELSA-EL-NC22	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Transferencia de Agua Dulce PTAD	01/12/13
PELSA-EL-NC23	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Transferencia de Agua Dulce PTAD	01/06/15
PELSA-EL-NC24	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Transferencia de Agua Dulce PTAD	01/12/15
PELSA-EL-NC25	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Baterías Piedras Blancas y Charco Bayo.	31/03/14
PELSA-EL-NC26	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Baterías Piedras Blancas y Charco Bayo.	01/12/18
PELSA-EL-NC27	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Baterías Piedras Blancas y Charco Bayo.	31/03/14
PELSA-EL-NC28	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Baterías Piedras Blancas y Charco Bayo.	01/11/15
PELSA-EL-NC29	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Baterías Piedras Blancas y Charco Bayo.	31/12/14
PELSA-EL-NC30	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Baterías Piedras Blancas y Charco Bayo.	01/05/15
PELSA-EL-NC31	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Baterías Piedras Blancas y Charco Bayo.	01/12/13
PELSA-EL-NC32	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Baterías Piedras Blancas y Charco Bayo.	29/11/13
PELSA-EL-NC33	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Baterías Piedras Blancas y Charco Bayo.	01/12/17
PELSA-EL-NC34	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Baterías Piedras Blancas y Charco Bayo.	01/12/16
PELSA-EL-NC35	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Baterías Piedras Blancas y Charco Bayo.	31/12/14
PELSA-EL-NC36	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Baterías Piedras Blancas y Charco Bayo.	31/03/14
PELSA-EL-NC37	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Baterías Piedras Blancas y Charco Bayo.	01/06/16
PELSA-EL-NC38	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Baterías Piedras Blancas y Charco Bayo.	31/12/14
PELSA-EL-NC39	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Baterías Piedras Blancas y Charco Bayo.	01/12/15
PELSA-EL-NC40	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Baterías Piedras Blancas y Charco Bayo.	31/12/14
PELSA-EL-NC41	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Baterías Piedras Blancas y Charco Bayo.	01/03/14
PELSA-EL-NC42	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Baterías Piedras Blancas y Charco Bayo.	29/11/13
PELSA-EL-NC43	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Baterías Piedras Blancas y Charco Bayo.	01/12/13
PELSA-EL-NC44	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: FALTA DE CERCO PERIMETRAL EN POZOS PRODUCTORES	31/12/16
PELSA-EL-NC45	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: ACONDICIONAMIENTO DE BOCA DE POZO	30/06/14
PELSA-EL-NC46	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: FALTA DE CERCO PERIMETRAL EN POZOS INYECTORES	01/12/17
PELSA-EL-NC47	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: FALTA DE CERCO PERIMETRAL EN POZOS FUERA DE SERVICIO	01/12/15
PELSA-EL-NC48	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: ACONDICIONAR BDP Y RETIRAR CAÑERÍA DE CONDUCCIÓN DE LOCALCIÓN	01/07/14
PELSA-EL-NC49	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: PÉRDIDAS EN BOCA DE POZO	01/05/14
PELSA-EL-NC50	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: MANCHAS DE HIDROCARBUROS	01/05/14
PELSA-EL-NC51	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: LIMPIEZA DE LOCALCIÓN	01/02/14
PELSA-EL-NC52	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: ACONDICIONAMIENTO DE CARTEL	31/10/16
PELSA-EL-NC53	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: BOCA DE POZO EN MAL ESTADO	01/07/14
PELSA-EL-NC54	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: LIMPIEZA DE LOCALCIÓN	01/11/13
PELSA-EL-NC55	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: CARTELERÍA	01/05/14
PELSA-EL-NC56	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: CANERÍA DE CONDUCCIÓN EN ZONA VULNERABLE.	01/03/14
PELSA-EL-NC57	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: ESCALERA CON GUARDAHOMBRE	31/12/16
PELSA-EL-NC58	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: PÉRDIDA DE GAS Y MANCHAS DE HIDROCARBUROS EN BDP.	31/12/2013-31/05/2014
PELSA-EL-NC59	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta GLP	01/12/16
PELSA-EL-NC60	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta GLP	31/12/14
PELSA-EL-NC61	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta GLP	31/12/14
PELSA-EL-NC62	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Hornos - Planta GLP	31/12/14
PELSA-EL-NC63	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta GLP - Instalaciones fuera de servicio	31/12/14
PELSA-EL-NC64	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Sistema de acumulación de propano y butano y despacho - Planta GLP	01/12/15
PELSA-EL-NC65	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta GLP - Hornos	01/12/15
PELSA-EL-NC66	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora 04	01/12/13
PELSA-EL-NC67	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora 04	01/12/14
PELSA-EL-NC68	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora 04	31/03/14
PELSA-EL-NC69	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora 04	31/12/2013-31/10/2014
PELSA-EL-NC70	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora 04 - Horno	01/12/15
PELSA-EL-NC71	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora 04 -	31/12/14
PELSA-EL-NC72	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora 04 -	31/03/14
PELSA-EL-NC73	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora 03	01/11/13
PELSA-EL-NC74	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora 03 - Sector de motores	01/03/14
PELSA-EL-NC75	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora 03 - Sector Hornos	01/12/15
PELSA-EL-NC76	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora 03 - Sector Venteo	01/07/14
PELSA-EL-NC77	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora 03	01/12/17

LEY N° 4818 - ANEXO D

Detalle de No Conformidades, Observaciones y Oportunidades de Mejora

N°	Fecha Inspección	Equipo/Instalación/Evento	Fecha Compromiso de Cumplimiento
PELSA-EL-NC78	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora 03	31/03/14
PELSA-EL-NC79	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Crudo PTC	01/12/15
PELSA-EL-NC80	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: BALANCES DE GAS DE CONSUMO INTERNO	01/12/13
PELSA-EL-NC81	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora 03	01/01/14
PELSA-EL-NC82	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora 03- Separación	31/12/14
PELSA-EL-NC83	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora 03- Separación	01/12/17
PELSA-EL-NC84	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora 03- Compresión	31/03/14
PELSA-EL-NC85	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora 03- Tratamiento	01/12/17
PELSA-EL-NC86	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora 03- Gas combustible	31/12/14
PELSA-EL-NC87	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora 03	31/12/14
PELSA-EL-NC88	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora 03	01/12/17
PELSA-EL-NC89	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora 03	01/12/17
PELSA-EL-NC90	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora 03	01/07/14
PELSA-EL-NC91	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora N° 2- Deshidratación	31/12/2013-31/12/2016
PELSA-EL-NC92	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora N° 2	28/11/13
PELSA-EL-NC93	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora N° 2	29/11/13
PELSA-EL-NC94	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora N° 2	31/12/2013-31/12/2016
PELSA-EL-NC95	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora N° 1- Compresión	31/03/14
PELSA-EL-NC96	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora N° 1- Tratamiento	01/12/13
PELSA-EL-NC97	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora N° 1- Tratamiento	31/12/2013-31/12/2014
PELSA-EL-NC98	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora N° 1- Cañerías y recintos	01/12/13
PELSA-EL-NC99	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estaciones Motocompresoras- Gas de instrumentos	29/11/13
PELSA-EL-NC100	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora 02	31/10/13
PELSA-EL-NC101	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Estación Motocompresora N° 1- Cañerías y recintos	31/12/2013-31/12/2014
PELSA-EL-O01	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Crudo PTC	01/12/13
PELSA-EL-O02	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Crudo PTC	01/03/14
PELSA-EL-O03	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Crudo PTC	01/03/14
PELSA-EL-O04	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Crudo PTC	01/07/14
PELSA-EL-O05	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Crudo PTC	29/11/13
PELSA-EL-O06	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Agua Salada PTAS	07/09/13
PELSA-EL-O07	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Agua Salada PTAS	01/03/14
PELSA-EL-O08	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Efluentes PTE	31/12/13
PELSA-EL-O09	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Efluentes PTE	01/03/14
PELSA-EL-O10	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Transferencia de Agua Dulce PTAD	01/12/13
PELSA-EL-O11	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Transferencia de Agua Dulce PTAD	01/12/13
PELSA-EL-O12	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta GLP - Sala Red contra incendios	01/03/14
PELSA-EL-O13	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta GLP - Gasoducto Compresoras 2, 3 y 7.	31/12/14
PELSA-EL-O14	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Efluentes PTE	31/12/14
PELSA-EL-O15	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Inyección de Agua Salada y Dulce PIAS/PIAD	29/11/13
PELSA-EL-O16	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta GLP	01/12/13
PELSA-EL-O17	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: FACTOR DE ALOCACION	31/07/14
PELSA-EL-OM01	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Crudo PTC	29/11/13
PELSA-EL-OM02	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Crudo PTC	31/12/15
PELSA-EL-OM03	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Crudo PTC	29/11/13
PELSA-EL-OM04	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Agua Salada PTAS	31/12/14
PELSA-EL-OM05	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Agua Salada PTAS	31/12/14
PELSA-EL-OM06	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Agua Salada PTAS	29/11/13
PELSA-EL-OM07	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Agua Salada PTAS	01/12/15
PELSA-EL-OM08	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Agua Salada PTAS	31/12/14
PELSA-EL-OM09	25/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Planta de Tratamiento de Efluentes PTE	29/11/13
PELSA-EL-OM10	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: CARTELERÍA	31/12/16
PELSA-EL-OM11	24/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: CARTELERÍA	31/12/16



CHOS MALAL

	X	Y
1	5759800,00	2576500,00
4	5769250,00	2586100,00
A	5794234,54	2565335,21
B	5773421,49	2565161,79

POSGAR

	X	Y
1	5759646,00	2576567,00
4	5769096,00	2586167,00
A	5794077,54	2565403,21
B	5773264,49	2565229,79

Nota: Las coordenadas de los esquineros A y B se toman como válidas hasta tanto no exista un acuerdo definitivo de partes respecto de los límites interprovinciales entre las provincias de Río Negro y Neuquén.

PETROLERA ENTRE LOMAS S.A.

Area ENTRE LOMAS

LEY 4818 – ANEXO E

Nov-2014

Figura
AEL-01

[Handwritten signatures and initials]

ANEXO (Decreto 1707/14)

ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN

En la ciudad de Cipolletti, a los nueve días del mes de diciembre del año 2014 se reúnen por una parte la Provincia de Río Negro, representada en este acto por el Sr. Secretario de Estado de Energía Ing. Néstor Marcelo Echegoyen, con domicilio especial en España 316, 1o piso, en su carácter de Autoridad de Aplicación de la Ley N° 4818, en adelante la PROVINCIA; por la otra las empresas Tecpetrol S.A., con domicilio en Della Paolera 299, piso 16 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, representada en este acto por sus apoderados Daniel Eduardo Valencio y David Javier Eliosoff e YSUR Petrolera Argentina S.A. representada en este acto su apoderada María Luján Crespo, con domicilio en calle Tucumán 1, piso 12 de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, todas ellas con domicilio constituido a los efectos del acuerdo en Irigoyen 776, piso 1°, de la Ciudad de Cipolletti, en adelante las CONCESIONARIAS; y la PROVINCIA junto con las CONCESIONARIAS conjuntamente denominadas como las PARTES, convienen en celebrar el presente Acuerdo:

ANTECEDENTES: Con fecha 7 de marzo de 2013, el Poder Ejecutivo Provincial mediante el Decreto N° 230/13 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 N° 4818 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 Áreas 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 No 4296 y normativa derivada de la misma; y, específicamente en la Ley Nacional 26197 que en su Art. 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 2 de mayo de 2013, Tecpetrol S.A., como operador del área CNQ10 "Agua Salada", por sí y en representación de YSUR Petrolera Argentina S.A (anteriormente denominada como Apache Petrolera Argentina S.A. de acuerdo al cambio de denominación social aprobada por acta de asamblea No 63 del 20/5/2014), en su carácter de titulares de la concesión de explotación sobre el área CNQ10 "Agua Salada", 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 y Tecpetrol S.A., iniciaron el período de negociación mediante Acta de fecha 1 de octubre de 2013 Que mediante reuniones de fecha 10 de octubre de 2013, 30 de octubre de 2013 y 11 de

noviembre de 2013, la Autoridad de Aplicación y Tecpetrol S.A. llevaron a cabo el proceso de Renegociación estipulado en el Artículo 11.4 del Anexo I de la Ley 4818.

Luego, mediante Nota N° 165/13, la Autoridad de Aplicación dispuso la apertura de un cuarto intermedio con efectos suspensivos del plazo de Renegociación previsto en el Artículo 11.4 antes referido.

La Autoridad de Aplicación, en el marco de lo establecido por la Ley 4818 y en uso de las facultades que le fueron conferidas por dicha Ley, solicitó durante los meses de julio a septiembre 2014, mediante Notas 178-2014, 153-2014, y 173-2014 la remisión de diversa información correspondiente a la concesión de explotación del área CNQ 10 "Agua Salada" , lo que fue respondido por Tecpetrol S.A. con la remisión de la información solicitada.

Que asimismo, con fecha 26 de noviembre de 2014 YPF S.A. y Apache Petrolera Argentina S.A. informaron la toma de control societario de Apache Petrolera Argentina S.A. por parte de YPF S.A., a través de la adquisición de esta última de la totalidad de las acciones de Apache Petrolera Argentina S.A. (la que posteriormente modificó su denominación social a YSUR Petrolera Argentina S.A. mediante acta de asamblea N° 63 del 20/5/2014), ratificando lo actuado, y solicitando el reinicio del plazo de la renegociación.

Luego de diferentes actuaciones administrativas, la Autoridad de Aplicación les notificó a las Concesionarias el reinicio del proceso de negociación mediante Nota SH N° 256/14 de fecha 28 de noviembre de 2014.

Como resultado de dicho proceso, y dentro de los plazos previstos por la Ley Provincial N° 4818, las PARTES arribaron a un consenso, que fue reflejado en el Acta de Reunión celebrado entre ellas con fecha 5 de diciembre de 2014, que sirve de base al presente ACUERDO.

Por ello, es intención de las PARTES suscribir el presente Acuerdo que se sujetará a las siguientes cláusulas y condiciones.

En consecuencia las Partes
C O N V I E N E N:

Artículo 1° - OBJETO. Efectuar la renegociación de la Concesión de Explotación del Área CNQ-10 "Agua Salada" ubicada en el territorio administrado por la PROVINCIA, previstas en la Ley N° 4818 y, consecuentemente, prorrogar el plazo original otorgado mediante Decreto PEN 1759/1990 en los términos y condiciones previstos en el presente Acuerdo.

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 vencimiento de su plazo de concesión original; de forma tal que su vencimiento operará en la siguiente fecha:

- "Agua Salada" el día 06/09/2025

Artículo 2°: DECLARACIONES y GARANTÍAS

2.1. Las CONCESIONARIAS declaran y garantizan en forma irrevocable a la PROVINCIA que:

2.1.1. Cumplirán en tiempo y forma con el compromiso de inversiones en explotación propuesto en función del punto 12.6. del Pliego de Bases y Condiciones, valorizado en el punto 3.6. 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. Realizarán tareas de exploración sobre las áreas de exploración remanente que existieran, correspondientes al Área de su titularidad que se nomina en el Art. 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. Ejecutarán los trabajos con arreglo a las más racionales, modernas y eficientes técnicas en correspondencia con las características y magnitud de las reservas que comprobaren, asegurando al mismo tiempo la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación económica y técnicamente adecuada al yacimiento.

2.1.4. Cumplirán en tiempo y forma con las tareas de remediación y/o saneamiento ambiental y ejecutarán los trabajos con arreglo a las más racionales, modernas y eficientes técnicas que la Secretaría de Medio Ambiente de la Provincia y/o la autoridad que la sustituya o reemplace, apruebe en el marco de la legislación vigente.

2.2. Por medio del presente la PROVINCIA declara y garantiza en forma irrevocable a las CONCESIONARIAS 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. Las CONCESIONARIAS tendrán 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 sus prórrogas, y la PROVINCIA mantendrá indemne a las Concesionarias 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 la Concesión de Explotación en jurisdicción de la PROVINCIA.

Artículo 3° - CONDICIONES DE RENEGOCIACIÓN

3.1. Bono Fijo: Las Concesionarias abonarán a la PROVINCIA como Bono Fijo, por el área renegociada, el importe total que se indica a continuación:

Por renegociación de la Concesión: La suma de dólares estadounidenses quince millones (U\$S 15.000.000).

Este monto total se hará efectivo en un (1) pago al tipo de cambio del Banco de la Nación Argentina, tipo vendedor, del cierre del tercer día anterior al pago, dentro de los cinco (5) días hábiles de la ratificación legislativa del ACUERDO.

El pago a la PROVINCIA se deberá realizar mediante transferencia bancaria a la cuenta que ésta deberá comunicar por escrito a las Concesionarias con al menos dos (2) días hábiles de anticipación a la fecha de pago.

3.2. Aporte al Desarrollo Social y Fortalecimiento Institucional: Las Concesionarias asumen el compromiso de realizar un aporte en efectivo a la PROVINCIA por un monto de dólares estadounidenses tres millones (U\$S 3.000.000) (equivalente al veinte por ciento (20%) del Bono Fijo) que será destinado a financiar la construcción de infraestructura edilicia y/o la adquisición de equipamiento operativo con destino a instituciones de la educación y/o de salud y/o a organismos estatales. El Aporte al Desarrollo Social y Fortalecimiento Institucional deberá ser cancelado íntegramente (100%) a la PROVINCIA al tipo de cambio del Banco de la

Nación Argentina, tipo vendedor, del cierre del tercer día anterior al pago, dentro de los cinco (5) días hábiles de la ratificación legislativa del ACUERDO, mediante transferencia bancaria a la cuenta que deberá comunicar la Provincia por escrito a las Concesionarias con al menos dos (2) días hábiles de anticipación a la fecha de pago.

Asimismo la PROVINCIA se compromete a informar regularmente y participar a las Concesionarias del destino dado a los fondos invertidos en los rubros mencionados.

3.3. Aporte Complementario: Las CONCESIONARIAS asumen 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 EDHiPSA:

3.3.1. Aporte Complementario de Petróleo: Consistente en el tres por ciento (3%) de la Producción de Petróleo mensual. Este compromiso abarca a la Producción de Petróleo, a partir del mes siguiente al comienzo de vigencia del ACUERDO. 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 las Concesionarias en las operaciones de comercialización de los volúmenes mensuales producidos, la que se efectivizará mediante depósito en la Cuenta N° 900001006, CBU: 0340100800900001006004 de titularidad del "Gobierno de la Provincia de Río Negro" (Cuit. 30-67284630-3) y en la Cuenta N° 730012233, CBU: 0340251300730012233005, Sucursal 251, titularidad de EDHiPSA (Cuit. 30672878825), ambas del Banco Patagonia, o en otras que LA PROVINCIA y/o la Autoridad de Aplicación y/o EDHiPSA oportunamente le indiquen de modo fehaciente;

3.3.2. Aporte Complementario de Gas: Consistente en el tres por ciento (3%) de la Producción de Gas mensual. Este compromiso abarca a la Producción de Gas, a partir del mes siguiente al comienzo de vigencia 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 las Concesionarias en las operaciones de comercialización de los volúmenes mensuales producidos, se efectivizará mediante depósito en la Cuenta N° 900001006, CBU: 0340100800900001006004 de titularidad del "Gobierno de la Provincia de Río Negro" (Cuit. 30-67284630-3) y en la Cuenta N° 730012233, CBU: 0340251300730012233005, Sucursal 251, titularidad de EDHiPSA (Cuit. 30672878825), ambas del Banco Patagonia, o en otras que LA PROVINCIA y/o la Autoridad de Aplicación y/o EDHiPSA oportunamente le indiquen de modo fehaciente.

3.3.3. Para el pago correspondiente por los conceptos descriptos en los puntos 3.3.1. y 3.3.2. los vencimientos operarán, para el Anexo I y para el Anexo II, en los mismos plazos que los establecidos para el pago de regalías en las resoluciones de la Secretaría de Energía. El tipo de cambio a considerar será el del Banco de la Nación Argentina, tipo vendedor, del cierre del tercer día hábil anterior al vencimiento para la liquidación del Anexo I y del día hábil anterior al vencimiento para el Anexo II.

En el Anexo II se incluirán, los volúmenes y los precios definitivos.

3.4. Compromiso para Capacitación, Investigación y Desarrollo: Cada año las Concesionarias deberán 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 Área sea de hasta 500 BOE/día.

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

3.4.3. Para la primera anualidad las Concesionarias deberán efectivizar dicho monto, dentro de los cinco (5) días hábiles de la ratificación legislativa del ACUERDO,

mediante transferencia bancaria a la cuenta que deberá comunicar la Provincia por escrito a las Concesionarias con al menos dos (2) días hábiles de anticipación a la fecha de pago. Las anualidades siguientes deberán abonarse antes del 28 de febrero de cada año. Dichos pagos deberán ser cancelados al tipo de cambio del Banco de la Nación Argentina, tipo vendedor, del cierre del tercer día anterior al pago.

3.5. Mora: La falta de pago en término del Bono Fijo, del Aporte al Desarrollo Social y Fortalecimiento Institucional, del Aporte Complementario (de Petróleo y de Gas), o del Compromiso para Capacitación, Investigación y Desarrollo, importará la mora automática de las Concesionarias, y devengará en favor de la PROVINCIA y/o de EDHiPSA, sin necesidad de interpelación alguna, intereses moratorios entre la fecha de vencimiento y la de pago, iguales a los que rijan para las operaciones de descuento general en el Banco de la Nación Argentina. A los efectos del cálculo de los intereses, los montos en moneda extranjera se convertirán a pesos al tipo de cambio del Banco de la Nación Argentina, tipo vendedor, del cierre del tercer día anterior a la fecha de vencimiento.

3.6. Plan de Desarrollo e Inversión: Las Concesionarias se comprometen 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 mínimo de dólares estadounidenses doscientos treinta y cinco millones cuatrocientos cincuenta mil (U\$S 235.450.000) aplicables a la Concesión de Explotación, con el alcance detallado 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 ciento sesenta y un millones setecientos cincuenta mil (U\$S 161.750.000).

El Anexo B contiene el detalle de inversiones, y gastos para la exploración con un compromiso de erogación total de dólares estadounidenses setenta y tres millones setecientos mil (U\$S 73.700.000). Asimismo, contiene un detalle de inversiones y gastos contingentes en desarrollo de la Concesión de Explotación por una suma de hasta dólares estadounidenses ciento cincuenta y ocho millones cien mil (U\$S 158.100.000), sujeto al resultado de la actividad exploratoria.

El compromiso de inversiones y gastos para la exploración detallado en el Anexo B 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.

Tanto las reversiones totales o parciales previstas en el inciso a), como las reducciones previstas en el inciso b), tendrán efecto recién a partir del 1 de enero del año siguiente al que hayan sido peticionadas, oportunidad a partir de la cual la Autoridad de Aplicación efectuará los ajustes que pudieran corresponder en caso de aprobar las mismas.

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

En cumplimiento de lo previsto por los Artículos 12.7. y 12.11. del Anexo I de la Ley N° 4818, las Concesionarias se obligan a acatar los programas de inspección y fiscalización a realizar por la Autoridad de Aplicación.

3.8. Compre Rionegrino: Las Concesionarias, así como sus contratistas y subcontratistas, deberán emplear en todas las contrataciones que realicen 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 a la creación y al 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 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.

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, 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 y/o por condiciones desventajosas de capacidad, responsabilidad, calidad o precio, no resulte posible o conveniente (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, las Concesionarias quedarán liberadas de esta obligación, debiendo acreditar tal circunstancia por ante la Autoridad de Aplicación a su requerimiento. En todos los casos, para la contratación o subcontratación de trabajos o servicios necesarios para llevar a cabo la actividad, las Concesionarias deberán instrumentar procedimientos de selección que garanticen los principios de transparencia, competencia efectiva y eficiencia.

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.

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, las Concesionarias deberá tener durante toda la vigencia del ACUERDO al menos una sede de operaciones en la PROVINCIA.

3.9. Responsabilidad Social Empresaria: Las Concesionarias contribuirán 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, sobre la base de un diagnóstico que las PARTES realizarán y de modo alineado con la política de sostenibilidad implementada por las CONCESIONARIAS.

En tal sentido se entiende por Responsabilidad Social Empresaria a la adopción por parte de las Concesionarias de un compromiso de participar como integrante de la sociedad local y regional en la que actúan, contribuyendo al desarrollo sostenible de las comunidades de las que forma parte realizando inversión orientada a crear valor compartido y mutuos beneficios sostenidos.

3.10. Medio Ambiente: Las CONCESIONARIAS estarán obligadas 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: Art. 41 de la Constitución Nacional y Arts. 84 y 85, concordantes con el Art. 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 las Concesionarias, adoptarlas 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.

Las Concesionarias se comprometen a remediar los pasivos ambientales que oportunamente informaran por declaración jurada, y que se incorporan como Anexo C al presente ACUERDO, como parte integrante del mismo, de acuerdo a los planes de remediación que anualmente deberán presentar dentro de los primeros 60 (sesenta) días corridos de cada año a la Autoridad de Aplicación, para su aprobación. Cada plan anual deberá detallar: tipo de pasivo, ubicación, magnitud, metodología de remediación propuesta, monto estimado de inversión a erogar en el año expresado en dólares estadounidenses, etapas y plazo de ejecución previsto y tipo de control y monitoreo propuesto.

El plan anual presentado se considerará aprobado si la Autoridad de Aplicación no formulare observaciones al mismo, en el plazo máximo de veinte (20) días hábiles de recibido.

La inversión total comprometida por las Concesionarias para la ejecución de los planes de remediación correspondientes al Área que por el presente Acuerdo se prorroga asciende a la suma de dólares estadounidenses trescientos catorce mil (U\$S 314.000) según se detalla en el Anexo C.- A los efectos de garantizar el cumplimiento de la inversión comprometida, la PROVINCIA podrá reclamar a las Concesionarias la presentación de una garantía suficiente en los términos del Art. 4.1.6.2. del Anexo I de la Ley 4818. Sin perjuicio de ello, si los trabajos de remediación finalmente requirieren un monto superior al comprometido, las Concesionarias deberán hacerse cargo de la totalidad.

La enumeración de pasivos que surge del Anexo C, no libera a las Concesionarias de su responsabilidad legal por otros pasivos no declarados por ellas ni detectados por la Autoridad de Aplicación hasta el presente, los que, de detectarse su existencia en el futuro, deberán ser remediados dentro de los plazos razonables que la Autoridad de Aplicación le fije de acuerdo a la legislación aplicable. Ello, lógicamente, sin perjuicio del cabal ejercicio de su poder de policía por parte de la Autoridad de Aplicación y/o la autoridad provincial competente en la materia (protección del medio ambiente y desarrollo sustentable).

La Autoridad de Aplicación deja constancia que en caso de incumplimiento en el tiempo y/o en la forma quedará habilitada, por intermedio de la autoridad competente, a la aplicación de las sanciones que pudieran corresponder a las Concesionarias.

3.11. Estado de las Instalaciones: En virtud de lo dispuesto por el inciso a.3. del Art. 4° de la Ley N° 4818, las PARTES han convenido aprobar el Programa que se incorpora como Anexo D al presente ACUERDO, como parte integrante del mismo, por el cual las Concesionarias asumen el compromiso de subsanar adecuadamente las deficiencias y anormalidades detectadas en las visitas en conjunto al Área.

La Autoridad de Aplicación deja constancia que en caso de incumplimiento en el tiempo y/o en la forma quedará habilitada a la aplicación de las sanciones que pudieran corresponder a las Concesionarias.

3.12. Superficies de Exploración: Sin perjuicio del derecho de las Concesionarias 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 superficie de la Concesión de Explotación que constituye el objeto del ACUERDO, en función de los compromisos de erogación asumidos por las Concesionarias mediante el ACUERDO y en atención al conocimiento geológico de las Concesionarias que se posiciona como la mejor opción para realizar las exploraciones complementarias en la Concesión.

A efectos de garantizar el cumplimiento de la legislación vigente, y asegurar que las superficies de exploración complementaria que se pretendan revertir conformen proporciones geográficas convenientes para su futuro aprovechamiento, las solicitudes de reversión que formulen las Concesionarias -indicando los motivos y las razones que las fundamentan-, deberán ser expresamente aprobadas por la Autoridad de Aplicación, y tendrán efecto recién a partir del 1 de enero del año siguiente al que hayan sido peticionadas.

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.

3.13. Uso Industrial de Agua Pública: Las Concesionarias deberán abonar regularmente al Departamento Provincial de Aguas o al organismo provincial que en el futuro lo sustituya y/o reemplace, los importes correspondientes al consumo por uso industrial de agua pública.

3.14. Canteras: Los materiales utilizados en la actividad, deberán provenir de canteras mineras debidamente habilitadas por la Autoridad Provincial correspondiente. El incumplimiento a esta obligación, hará a las Concesionarias solidariamente responsable por las infracciones al Código de Procedimientos Mineros que le quepan al titular y/o explotador de la cantera.

3.15. Pasantías: Las Concesionarias se obligan a incorporar anualmente por la Concesión que por el presente se prorroga, a su cargo, 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.

3.16. Licencias Informáticas: Las Concesionarias deberán contratar a su cargo y a nombre de la Autoridad de Aplicación y/o de 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; o bien, a solicitud de la Autoridad de Aplicación, deberá entregarle el equipamiento que ésta le indique en su reemplazo, por una suma equivalente.

3.17. Ingresos Brutos: Las Concesionarias se comprometen a abonar a partir de la entrada en vigencia del presente ACUERDO, una alícuota del tres por ciento (3%) del Impuesto sobre los ingresos Brutos por la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos despachados sin facturar fuera de la Provincia de Río Negro, ya sea que los mismos sean vendidos en su estado al momento de la extracción o en subproductos luego de los procesos de industrialización. Dicha alícuota se mantendrá durante la vigencia de la Concesión de Explotación y sus prórrogas sin adicionales ni complementos.

Artículo 4º: INFORMACIÓN A ENTREGAR A LA AUTORIDAD DE APLICACIÓN

Durante la vigencia de la Concesión, las Concesionarias deberán 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.

Artículo 5°: COMIENZO DE VIGENCIA

Salvo disposición expresa en contrario en el presente, la totalidad de las obligaciones asumidas en este ACUERDO resultarán exigibles a partir de su ratificación por parte de la Legislatura Provincial. En caso que la ratificación de la Legislatura Provincial no se produzca dentro de los treinta y nueve (39) días a contar desde la firma del presente Acuerdo, el mismo quedará sin efecto alguno entre las PARTES, sin responsabilidad alguna para ellas.

Artículo 6°: IMPUESTO DE SELLOS

Conforme lo previsto por el Art. 9° de la Ley N° 4818, para el cálculo del Impuesto de Sellos la base imponible del presente ACUERDO está dada por la suma convenida en concepto de Bono Fijo, estando las Concesionarias obligadas al pago total de este impuesto conforme lo determinado por la Ley N° 4818.

Artículo 7°: COMISIÓN DE ENLACE TÉCNICO

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

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.

Artículo 8°: INCUMPLIMIENTOS

En caso de incumplimientos reiterados, sustanciales e injustificados por parte de las Concesionarias de las obligaciones establecidas en las cláusulas 3.1., 3.2., 3.3. y 3.6. de este ACUERDO, podrá ser de aplicación lo dispuesto por el Art. 80 de la Ley 17.319. Previamente a la declaración de caducidad, la PROVINCIA intimará a las Concesionarias para que subsanen las posibles transgresiones en un plazo razonable.

Todo lo dicho, es sin perjuicio de la atribución irrenunciable de la Autoridad de Aplicación de exigir el cumplimiento en la especie que correspondiere de todas las obligaciones y compromisos incumplidos por las vías administrativas y/o judiciales competentes, según corresponda.

El incumplimiento de las obligaciones y compromisos asumidos por las Concesionarias en el ACUERDO no incluidas en la enumeración del primer párrafo de la presente cláusula, no implicarán la aplicación de la sanción prevista en el Art. 80 de la Ley 17.319, sino que su cumplimiento podrá ser exigido por las vías administrativas o judiciales competentes, reafirmando la PROVINCIA las facultades de aplicar las sanciones por parte de las autoridades administrativas competentes, con ajuste a la legislación aplicable vigente.

Artículo 9°: LEGISLACIÓN APLICABLE. SOLUCIÓN DE CONFLICTOS

9.1. El ACUERDO establece la totalidad de los derechos y obligaciones de las PARTES y conforman el acuerdo total, único y definitivo entre las PARTES sobre el objeto del presente y, una vez ratificado por la Legislatura Provincial, sus términos

prevalecerán respecto de todo acuerdo y/o norma previa con relación a la renegociación de la Concesión.

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. Leyes Nacionales N° 17.319, N° 24.145, N° 26.197 y Código de Minería de la República Argentina; sus decretos reglamentarios y leyes modificatorias, y las normas ambientales y de seguridad descriptas en el apartado siguiente.
- d. Leyes Provinciales Q 4296 y Q 2627 y su Decreto Reglamentario N° 24/03.
- e. Leyes Provinciales N° 3250 (Gestión de Residuos Especiales y Salvaguarda del Patrimonio Ambiental), N° 3266 (Regulación del Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental); N° 2952 (Código de Aguas); N° 4187; y Decreto Provincial 492/05.
- f. Decretos del Poder Ejecutivo Nacional que regulen la actividad hidrocarburífera.
- g. Decretos del Poder Ejecutivo Provincial que regulen la actividad hidrocarburífera.
- h. Resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación que regulen la actividad hidrocarburífera.
- i. Resoluciones de la Secretaría de Estado de Energía de Río Negro que regulen la actividad hidrocarburífera.
- j. Resoluciones de la Secretaría de Hidrocarburos de Río Negro 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 pudiese corresponder.

Las PARTES suscriben el presente ACUERDO en el lugar y fecha indicados en el encabezamiento, en cuatro (4) ejemplares de un mismo tenor y a un solo efecto.

Ing. Néstor Marcelo Echegoyen, Secretario de Energía Provincia de Río Negro.-
Daniel Eduardo Valencio, Apoderado Tecpetrol S.A. - David Javier Eliosoff, Apoderado Tecpetrol S.A. - María Luján Crespo, Apoderada Usur Petrolera Argentina S.A.

Anexo A PLAN DE INVERSIONES EN EXPLOTACIÓN

El plan de inversiones en explotación tiene como objetivo desarrollar las reservas del Área "Agua Salada" hasta el fin del ACUERDO. Por lo tanto las CONCESIONARIAS se comprometen 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).

LEY N°4848 - ANEXO A
Plan de Inversiones en Explotación - Resolución SEN N°2057/2005 Anexos I y II

PLAN DE ACCIÓN INVERSIONES REALIZADAS/A EJECUTAR		AÑO	2014-2025
CONCESIÓN DE EXPLOTACIÓN	AGUA SALADA		
OPERADOR	TECPETROL S.A.		
PROVINCIA	RÍO NEGRO		
YACIMIENTO	CONSOLIDADO	CUENCA	NEUQUINA

DESCRIPCIÓN DE LA ACCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	INVERSIONES		
			EXPLOTACIÓN	EXPLORACIÓN COMPLEMENT	TOTAL
			MILLONES DE u\$S	MILLONES DE u\$S	MILLONES DE u\$S
ADQUISICIÓN SÍSMICA 2D		Km			-
ADQUISICIÓN SÍSMICA 3D		Km2			-
PERFORACIÓN POZOS EXPLORATORIOS		POZOS			-
PERFORACIÓN POZOS AVANZADAS		POZOS			-
PERFORACIÓN POZOS PRODUCTORES PETRÓLEO		POZOS			-
PERFORACIÓN POZOS GAS	7	POZOS	29,6		29,6
PERFORACIÓN POZOS SUMIDEROS		POZOS			-
PERFORACIÓN POZOS INYECTORES DE AGUA		POZOS			-
PERFORACIÓN POZOS INYECTORES DE GAS		POZOS			-
PERFORACIÓN POZOS INYECTORES PARA REC. ASISTIDA		POZOS			-
REPARACIÓN POZOS PETRÓLEO		POZOS			-
REPARACIÓN POZOS GAS	18	POZOS	14,3		14,3
CONVERSIÓN DE POZOS	4	POZOS	2		2,0
ABANDONO DE POZOS	12	POZOS	2,4		2,4
INSTALACIONES DE RECUPERACIÓN ASISTIDA					-
INSTALACIONES RECUPERACIÓN SECUNDARIA			0,4		0,4
EQUIPOS DE BOMBEO DE PETRÓLEO			0,2		0,2
OLEODUCTOS					-
BATERÍAS Y PLANTAS DE DESHIDRATACIÓN			1,3		1,3
PLANTAS ALMACENAJE					-
UNIDADES LACT					-
GASODUCTOS		Km			-
REDES DE CAPTACIÓN DE GAS NATURAL		Km			-
PLANTAS DE TRATAMIENTO DE GAS NATURAL		m3/d			-
PLANTAS DE COMPRESIÓN DE GAS NATURAL		HP	2,7		2,7
PLANTAS DE SEPARACIÓN DE GAS LICUADO		m3/d			-
REPARACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE MOTORES Y COMPRESORES					-
EDIFICIOS, ALMACENES, OBRAS CIVILES, CAMINOS			5,7		5,7
INSTALACIÓN DE LABORATORIOS					-
MEDIO AMBIENTE			1,3		1,3
OTRAS INVERSIONES			1,8		1,8
OBSERVACIONES					

PLAN DE INVERSIONES A EJECUTAR		AÑO	2014-2025
OPERADOR	TECPETROL S.A.		
CONCESIÓN	AGUA SALADA		
		INVERSIONES	
CUENCA	NEUQUINA	EXPLOTACIÓN	EXPLORACIÓN COMPLEMENT
TOTAL YACIMIENTO		61,7	61,7
LOS DATOS CONSIGNADOS REVISTEN EL CARÁCTER DE DECLARACIÓN JURADA		FIRMA DEL APODERADO	

LEY 4818 - ANEXO II "MODELO DE ACUERDO" - ANEXO A " PLAN DE INVERSIONES EN EXPLOTACIÓN "

Concesión de Explotación: Agua Salada
 Operador: Tecpetrol S.A.
 Provincia: Río Negro

COMPROMISO DE INVERSIONES PARA EL DESARROLLO DE RESERVAS Y LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS (valorización en millones de US\$)

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
ACTIVIDADES DE DESARROLLO DE RESERVA	7,8	17,4	11,9	3,6	1,6	1,8	1,6	1,0	0,4	0,4	0,4	0,4	48,3
Perforación de pozos productores de gas	5,1	15,9	8,7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29,6
Reparación de pozos de gas	2,3	0,8	3,2	2,4	1,6	1,6	1,6	0,8	-	-	-	-	14,3
Conversión de pozos	0,5	0,5	-	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-	2,0
Abandono de pozos	-	0,2	-	0,2	-	0,2	-	0,2	0,4	0,4	0,4	0,4	2,4
INSTALACIONES DE SUPERFICIE	0,7	3,1	2,6	1,3	1,2	1,1	0,9	0,7	0,7	0,6	0,4	0,3	13,4
Instalaciones de recuperación secundaria	-	0,2	0,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,4
Equipos de bombeo de petróleo	-	0,1	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2
Baterías y Plantas de Deshidratación y/ desalado	0,1	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	1,3
Plantas de Compresión de gas natural	0,1	0,6	0,5	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	2,7
Plantas de separación de gas licuado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Edificios, almacenes, obras civiles, caminos, etc.	0,4	0,9	0,9	0,6	0,6	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1	5,7
Medio Ambiente	0,1	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	1,3
Otras Inversiones	0,1	0,6	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	1,8
MANTENIMIENTO POR ROTURA O CONTINGENCIA	8,5	20,5	14,5	4,9	2,8	2,9	2,5	1,7	1,1	1,0	0,8	0,7	61,7

COMPROMISO DE INVERSIONES PARA EL DESARROLLO DE RESERVAS (detalle)

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
ACTIVIDADES DE DESARROLLO DE RESERVA													
Perforación de pozos productores de gas	1	4	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7
Reparación de pozos de gas	3	1	4	3	2	2	2	1	-	-	-	-	18
Conversión de pozos	1	1	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	4
Abandono de pozos	-	1	-	1	-	1	-	1	2	2	2	2	12

GASTOS OPERATIVOS PREVISTOS (en millones de US\$)

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
COSTO OPERATIVO TOTAL	15,0	12,8	10,9	9,8	8,3	7,1	6,7	6,5	6,3	6,1	6,0	4,5	100,0
Mano de Obra (personal propio)	8,8	7,5	6,4	5,8	4,9	4,2	3,9	3,8	3,7	3,6	3,5	2,6	
Workover y pulling	2,1	1,8	1,5	1,4	1,2	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,6	
Servicios y otros	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	
Energía	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	
Materiales y obras de superficie	2,2	1,9	1,6	1,4	1,2	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,7	

LEY N°4818 - ANEXO A
Plan de Inversiones en Explotación - Resolución SEN N°2057/2005 Anexos I y II

Gastos Operativos Periodo 2014 hasta finalización de Prórroga de Negociación en Millones de Dólares			
Concepto	Proyectado	Proy. Contingente	Total
COSTO OPERATIVO TOTAL			
Mano de Obras (personal Propio)	58,7	33,5	92,2
Workover y Pulling	14,2	8,1	22,3
Servicios y otros	5,8	3,4	9,2
Energía	6,6	3,7	10,3
Materiales y obras de superficie	14,7	8,4	23,1
Total Costos Operativos	100,0	57,1	157,1
Gastos Operativos en Exploración			5,6

Anexo B

PLAN DE INVERSIONES EN EXPLORACIÓN

El plan de inversiones en exploración tiene como objetivo incrementar las reservas de hidrocarburos no certificadas a la fecha hasta el fin del ACUERDO en el Area "Agua Salada". 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 las Concesionarias deberán 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.

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.

LEY N°4818 - ANEXO B

Plan de Inversiones en Explotación - Resolución SEN N°2057/2005 Anexos I y II

PLAN DE ACCIÓN INVERSIONES REALIZADAS/A EJECUTAR			AÑO	2014-2025
CONCESIÓN DE EXPLOTACIÓN	AGUA SALADA			
OPERADOR	TECPETROL S.A.			
PROVINCIA	RÍO NEGRO			
YACIMIENTO	CONSOLIDADO	CUENCA	NEUQUINA	

DESCRIPCIÓN DE LA ACCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	INVERSIONES		
			EXPLOTACIÓN	EXPLORACIÓN COMPLEMENT	TOTAL
			MILLONES DE u\$S	MILLONES DE u\$S	MILLONES DE u\$S
ADQUISICIÓN SÍSMICA 2D		Km			-
ADQUISICIÓN SÍSMICA 3D		Km2			-
PERFORACIÓN POZOS EXPLORATORIOS	7	POZOS		26,7	26,7
PERFORACIÓN POZOS AVANZADAS	11	POZOS		41,6	41,6
PERFORACIÓN POZOS PRODUCTORES PETRÓLEO		POZOS			-
PERFORACIÓN POZOS GAS	20	POZOS		78,7	78,7
PERFORACIÓN POZOS SUMIDERS		POZOS			-
PERFORACIÓN POZOS INYECTORES DE AGUA		POZOS			-
PERFORACIÓN POZOS INYECTORES DE GAS		POZOS			-
PERFORACIÓN POZOS INYECTORES PARA REC. ASISTIDA		POZOS			-
REPARACIÓN POZOS PETRÓLEO		POZOS			-
REPARACIÓN POZOS GAS	8	POZOS		6,6	6,6
CONVERSIÓN DE POZOS		POZOS			-
ABANDONO DE POZOS		POZOS			-
INSTALACIONES DE RECUPERACIÓN ASISTIDA					-
INSTALACIONES RECUPERACIÓN SECUNDARIA					-
EQUIPOS DE BOMBEO DE PETRÓLEO					-
OLEODUCTOS					-
BATERÍAS Y PLANTAS DE DESHIDRATACIÓN				6,3	6,3
PLANTAS ALMACENAJE					-
UNIDADES LACT					-
GASODUCTOS		Km			-
REDES DE CAPTACIÓN DE GAS NATURAL		Km			-
PLANTAS DE TRATAMIENTO DE GAS NATURAL		m3/d			-
PLANTAS DE COMPRESIÓN DE GAS NATURAL		HP		3,1	3,1
PLANTAS DE SEPARACIÓN DE GAS LICUADO		m3/d			-
REPARACIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE MOTORES Y COMPRESORES					-
EDIFICIOS, ALMACENES, OBRAS CIVILES, CAMINOS				3,1	3,1
INSTALACIÓN DE LABORATORIOS					-
MEDIO AMBIENTE				3,1	3,1
OTRAS INVERSIONES				0,1	0,1
OBSERVACIONES					

PLAN DE INVERSIONES A EJECUTAR			AÑO	2014-2025
OPERADOR	TECPETROL S.A.			
CONCESIÓN	AGUA SALADA			
			INVERSIONES	
CUENCA	NEUQUINA		EXPLOTACIÓN	TOTAL
TOTAL YACIMIENTO			169,3	169,3
LOS DATOS CONSIGNADOS REVISTEN EL CARÁCTER DE DECLARACIÓN JURADA			FIRMA DEL APODERADO	

LEY 4818 - ANEXO II "MODELO DE ACUERDO" - ANEXO B "PLAN DE INVERSIONES EN EXPLORACIÓN"

Concesión de Explotación:

Agua Salada

Operador:

Tecpetrol S.A.

Provincia:

Río Negro

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Superficie Remanente (km2)*	616,0	616,0	616,0	616,0	616,0	616,0	616,0	616,0	616,0	616,0	616,0	616,0	616,0
Erogación Total (millones US\$)	-	4,1	11,6	11,6	11,5	6,4	7,6	8,0	4,2	3,2	-	-	68,2

*En caso de que se reduzca la superficie remanente de exploración por ampliación y/o surgimiento de lotes de explotación o por reversión parcial o total de superficies se realizarán los ajustes correspondientes, conforme a Arts. 3.5 y 3.10 del Anexo II de la Ley 4818.

PROGRAMA TENTATIVO DE EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS (detalle)

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Perforación de pozos exploratorios		1	2	1	1	1	1						7
Perforación de pozos de extensión			1	1	2	2	1	2	1	1	1		11

PROGRAMA TENTATIVO DE EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS (valorización en millones de US\$)**

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Perforación de pozos exploratorios	-	4,1	8,1	4,1	3,5	3,2	3,6	-	-	-	-	-	26,7
Perforación de pozos de extensión	-	-	3,5	7,5	8,0	3,2	4,0	8,0	4,2	3,2	-	-	41,6
Otras Inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	4,1	11,6	11,6	11,5	6,4	7,6	8,0	4,2	3,2	-	-	68,2

**El programa que se presenta es tentativo y será revisado en las reuniones de comisión técnica previstas por el Art. 7 del Anexo II de la Ley 4818. Asimismo, el programa podrá ser modificado de acuerdo a los resultados de las inversiones propuestas.

LEY 4818 - ANEXO II "MODELO DE ACUERDO" - ANEXO "PLAN DE INVERSIONES CONTINGENTES (SUJETO AL ÉXITO DE LAS ACTIVIDADES EXPLORATORIAS)"

Concesión de Explotación:
 Operador: Agua Salada
 Tecepetrol S.A.
 Provincia: Río Negro

INVERSIONES CONTINGENTES PARA EL DESARROLLO DE RECURSOS RESULTANTES DEL ÉXITO EXPLORATORIO (valorización en millones de US\$)

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
ACTIVIDADES DE DESARROLLO													
Perforación de pozos productores de gas	-	-	7,7	12,3	17,8	17,6	17,6	8,2	4,1	-	-	-	85,3
Reparación de pozos de gas	-	-	7,7	11,3	16,3	15,8	15,3	8,2	4,1	-	-	-	78,7
Conversión de pozos	-	-	-	1,0	1,5	1,8	2,3	-	-	-	-	-	6,6
Abandono de pozos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
INSTALACIONES DE SUPERFICIE													
Instalaciones de recuperación secundaria	-	-	1,5	2,3	3,3	3,2	3,1	1,6	0,8	-	-	-	15,7
Equipos de bombeo de petróleo (1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Baterías y Plantas de Deshidratación y/ desalado	-	-	0,6	0,9	1,3	1,3	1,2	0,7	0,3	-	-	-	6,3
Plantas de Compresión de gas natural	-	-	0,3	0,5	0,7	0,6	0,6	0,3	0,2	-	-	-	3,1
Plantas de separación de gas licuado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Edificios, almacenes, obras civiles, caminos, etc.	-	-	0,3	0,5	0,7	0,6	0,6	0,3	0,2	-	-	-	3,1
Medio Ambiente	-	-	0,3	0,5	0,7	0,6	0,6	0,3	0,2	-	-	-	3,1
Otras Inversiones	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	0,1
MANTENIMIENTO POR ROTURA O CONTINGENCIA													
	-	-	9,2	14,6	21,1	20,7	20,6	9,8	4,9	-	-	-	101,0

INVERSIONES CONTINGENTES AL DESARROLLO DE RECURSOS RESULTANTES DEL ÉXITO EXPLORATORIO (detalle)

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
ACTIVIDADES DE DESARROLLO													
Perforación de pozos productores de gas	-	-	-	-	4	4	4	2	1	-	-	-	20
Reparación de pozos de gas	-	-	2	3	4	4	4	2	1	-	-	-	8
Conversión de pozos	-	-	-	1	2	2	3	-	-	-	-	-	-
Abandono de pozos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

GASTOS OPERATIVOS CONTINGENTES AL DESARROLLO RESULTANTE DEL ÉXITO EXPLORATORIO

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
COSTO OPERATIVO TOTAL													
Mano de Obra (personal propio)	-	-	2,6	3,6	5,1	6,4	6,7	6,9	7,1	6,9	6,7	5,0	57,1
Workover y pulling	-	-	1,5	2,1	3,0	3,7	3,9	4,1	4,2	4,1	3,9	2,9	-
Servicios y otros	-	-	0,4	0,5	0,7	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,7	-
Energía	-	-	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	-
Materiales y obras de superficie	-	-	0,2	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,4	0,4	0,3	-
	-	-	0,4	0,5	0,8	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,7	-

(1) El equipamiento de los nuevos pozos se incluye en el costo de los pozos

LEY N° 4818 - ANEXO C
Plan de Remediación de Pasivos Ambientales

CONCESIONARIA:		TECPETROL S.A.											
CONCESIÓN:		AGUA SALADA											
PASIVO AMBIENTAL	Yacimiento	UBICACIÓN		Coordenadas Geográficas Puntaje 94	Superficie afectada m ²	MAGNITUD DEL PASIVO		MONTAÑO DE INVERSIÓN EN USD	ETAPAS	PLAZO DE EJECUCIÓN		TIPO DE CONTROL Y MONITOREO	
		Sector - Área - Instalación	Superficie afectada m ²			Volumen afectado m ³	Inicio			Fin			
Tierras Empotradas	La Barda	Repositorio de suelos Empotrados		5 764 514	9 944	1 400,0	2 596 795	USD	43 095	Finalizado	01/10/2012	04/09/2014	Informes parcial/final
Tierras Empotradas	La Barda	Repositorio de suelos Empotrados		5 764 514	9 944	700,0	2 596 795	USD	45 020	Tratamiento y disposición final	01/07/2015	01/07/2016	Informes parcial/final
Pileta de Emergencia	La Jarilla	PTC		5 757 592	750	0,0	2 596 845	USD	-	Monitoreo	01/01/2015	Fin concesión	Informes parcial/final
Tierra empotrada	Aguada de los Indios	YPP RN ADI a-5		5 744 800	350	180,0	2 604 464	USD	16 725	Saneamiento	01/01/2015	31/12/2015	Informe final
Antigua Pileta	Aguada de los Indios	YPP RN ADI a-5		5 744 890	1300	0,0	2 604 464	USD	-	Monitoreo	01/01/2017	31/12/2017	Informe final
Antigua Pileta	Bajo los Cajones	YPP RN BLC a-1		5 755 686	4400	0,0	2 590 816	USD	-	Monitoreo	01/01/2017	31/12/2017	Informe final
Antigua Pileta	Bajo los Cajones	YPP RN BLC e-2		5 755 045	2300	0,0	2 580 685	USD	-	Monitoreo	01/01/2017	31/12/2017	Informe final
Antigua Pileta	Bajo los Cajones	YPP RN BLC a-3		5 755 478	3500	0,0	2 582 098	USD	-	Monitoreo	01/01/2017	31/12/2017	Informe final
Antigua Pileta	Bajo los Cajones	YPP RN BLC a-4		5 755 073	4400	0,0	2 585 962	USD	-	Monitoreo	01/01/2017	31/12/2017	Informe final
Antigua Pileta	Bajo los Cajones	YPP RN BLC a-5		5 756 115	2500	0,0	2 582 604	USD	-	Monitoreo	01/01/2017	31/12/2017	Informe final
Antigua Pileta	Bajo los Cajones Sur	YPP RN BLC a-5		5 755 459	3500	0,0	2 585 083	USD	-	Monitoreo	01/01/2017	31/12/2017	Informe final
Antigua Pileta	Borde del Medio	YPP RN EDM a-1		5 751 015	1400	0,0	2 592 298	USD	-	Monitoreo	01/01/2017	31/12/2017	Informe final
Antigua Pileta	Bajo los Cajones	YPP RN PBX a-1		5 741 608	1300	0,0	2 595 957	USD	-	Monitoreo	01/01/2017	31/12/2017	Informe final
Cantera	La Barda	La Boquilla		5 766 599	31413	0,0	2 595 165	USD	13 113	Restauración	01/01/2015	31/12/2015	Informe final
Cantera	La Jarilla	La Jarilla		5 758 565	23418	0,0	2 600 090	USD	8 080	Restauración	01/01/2016	31/12/2016	Informe final
Cantera	Aguada de los Indios	Arriba del Sur		5 744 942	25646	0,0	2 602 574	USD	117 640	Restauración	01/01/2017	31/12/2017	Informe final
Tierra empotrada	Aguada de los Indios	Arriba del Sur		5 744 942	120	0,0	2 602 574	USD	18 164	Finalizado	01/11/2014	31/11/2014	Informe final
Residuos	Varas	Agua Salada		5 757 672	N/A	240,0	2 599 779	USD	24 561	Acepto transitorio Tratamiento y disposición final	01/01/2015	31/12/2015	
Lodos de perforación Base Agua	Aguada de los Indios	Repositorio de lodos y entung de perforación		5 741 069	2 840	4 290,0	2 606 255	USD	-	Tratamiento y disposición final	01/10/2012	04/09/2014	Informes parcial final
Líneas de conducción en desuso	La Barda	Obediente 3 ^{ra}		N/A	5000 m	N/A	N/A	USD	4 556	Finalizado	01/02/2014	31/08/2014	Informe final
Instalación en desuso	La Barda	Baerita N°1 La Barda		5 767 833	2025	N/A	2 596 597	USD	3 509	Desmantelamiento y escarificado finalizado	11/09/2014	11/09/2014	Informe final

LEY N° 4818 - ANEXOC
Plan de Remediación de Pasivos Ambientales

SECRETARÍA DE ESTADO
DE ENERGÍA
DE RIO NEGRO

CONCESIONARIA: ÁREA DE CONCESIÓN:	TECPETROL S.A.		AGUA SALADA		Yacimiento	Sector - Área - Instalación	UBICACIÓN		MAGNITUD DEL PASIVO		MONTODLOGÍA DE REMEDIACIÓN	MONTO DE INVERSIÓN EN USD	ETAPAS	PLAZO DE EJECUCIÓN		TIPO DE CONTROL Y MONITOREO
	Coordenadas Geas Kriger Punter 94	Y	X	Superficie afectada m ²			Volumen afectado m ³	Inicio	Fin							
										Superficie afectada m ²				Volumen afectado m ³		
Instalación en desuso	La Bardo	Plano de Inyección de Gas	5 767 814	3 594 254	N/A	2075	N/A	Levanamiento de insulaciones Escantificado del sitio	USD	3 500	Desmantelamiento y escantificado finalizado	11/05/2014	11/09/2014			
Instalación en desuso	La Bardo	Buena N° 4 La Bardo	5 764 128	2 596 048	N/A	2025	N/A	Levanamiento de insulaciones Escantificado del sitio	USD	3 500	Desmantelamiento y escantificado finalizado	11/05/2014	11/09/2014			
Líneas de conducción en desuso	La Jarilla	LJ-1023	N/A	N/A	N/A	300 m	N/A	Relevamiento de tuberías y otras instalaciones Desmantelamiento	USD	430	Finalizado	01/01/2014	15/10/2014	Informe final		
Líneas de conducción en desuso	La Bardo	Atalaya de 2 78	N/A	N/A	N/A	500 m	N/A	Relevamiento de tuberías y otras instalaciones Desmantelamiento	USD	731	Finalizado	01/09/2014	30/09/2014	Informe final		
Líneas de conducción en desuso	La Jarilla	Oberdueto 3"	N/A	N/A	N/A	1900 m	N/A	Relevamiento de tuberías y otras instalaciones Desmantelamiento	USD	1 462	Finalizado	01/11/2014	31/11/2014	Informe final		
Tierra emperbolada	Aguada de los Indios Sur	TPT RN ADIS-1001	5 744 026	2 605 442	1	0,5	0,5	Tratamiento en repositorio	USD	655	Remoción y Tratamiento	01/01/2015	31/12/2016	Informes parcial/final		
Tierra emperbolada	Aguada de Los Indios Sur	TPT RN ADIS-1-1	5 742 555	2 604 607	2	1	1	Tratamiento en repositorio	USD	655	Remoción y Tratamiento	01/01/2015	31/12/2016	Informes parcial/final		
Tierra emperbolada	Aguada de Los Indios Sur	TPT RN ADIS-13(d)	5 743 061	2 609 141	9	4,5	4,5	Tratamiento en repositorio	USD	1 322	Remoción y Tratamiento	01/01/2015	31/12/2016	Informes parcial/final		
Tierra emperbolada	Aguada de Los Indios Sur	TPT RN ADIS-13(d)	5 743 195	2 609 065	10	5	5	Tratamiento en repositorio	USD	1 322	Remoción y Tratamiento	01/01/2015	31/12/2016	Informes parcial/final		
Tierra emperbolada	Aguada de Los Indios Sur	TPT RN ADIS-6	5 742 367	2 606 925	10	5	5	Tratamiento en repositorio	USD	1 322	Remoción y Tratamiento	01/01/2015	31/12/2016	Informes parcial/final		
Tierra emperbolada	Aguada de Los Indios Sur	TPT RN ADIS-9	5 742 855	2 608 000	10	5	5	Tratamiento en repositorio	USD	1 322	Remoción y Tratamiento	01/01/2015	31/12/2016	Informes parcial/final		
Tierra emperbolada	La Bardo	TPT RN LB-1005	5 767 068	2 594 218	4	2	2	Tratamiento en repositorio	USD	221	Remoción y Tratamiento	01/01/2015	31/12/2016	Informes parcial/final		
Tierra emperbolada	La Bardo	TPT RN LB-1006	5 767 043	2 594 664 86	10	5	5	Tratamiento en repositorio	USD	465	Remoción y Tratamiento	01/01/2015	31/12/2016	Informes parcial/final		
Tierra emperbolada	La Bardo	TPT RN LB-1059	5 769 46 96	2 595 500 54	20	10	10	Tratamiento en repositorio	USD	1 602	Remoción y Tratamiento	01/01/2015	31/12/2016	Informes parcial/final		
Tierra emperbolada	Agua Salada	YPF RN AS-1	5 767 115 71	2 594 981 92	20	10	10	Tratamiento en repositorio	USD	1 602	Remoción y Tratamiento	01/01/2015	31/12/2016	Informes parcial/final		
Total del área												USD	313 830			

LEY N° 4818- ANEXO D
Detalle de No Conformidades y Observaciones

INDICE	Fecha Inspección	EQUIPO/ INSTALACIÓN/ EVENTO	Fecha compromiso de cumplimiento	Fecha verificación de la Autoridad	Acta de Inspección- Policía de Hidrocarburos de Río Negro N°
TP-AS-O01	31/08/2014	PM 94	sep-13	09/10/2014	282
TP-AS-O02	31/08/2014	BATERIA N° 3- LA BARDAS	N/A	09/10/2014	282
TP-AS-O03	31/08/2014	PUNTO DE ENTREGA - LA ESCONDIDA	sep-13	09/10/2014	282
TP-AS-O04	31/08/2014	DOCUMENTAL	N/A		
TP-AS-O05	31/08/2014	DOCUMENTAL	sep-13		
TP-AS-O06	31/08/2014	POZOS LJA 15, LJA 4 Y LJA 7	N/A		
TP-AS-O07	31/08/2014	LJA 7	sep-13		
TP-AS-NC01	31/08/2014	COMPRESORES DE GAS	sep-13	09/10/2014	282
TP-AS-NC02	31/08/2014	Platas colectoras de drenaje de bombas, cargaderos,	oct-16		
TP-AS-NC03	31/08/2014	Sistema contra incendio PTC	jul-14		
TP-AS-NC04	31/08/2014	TANQUES EN GRAL	may-14	09/10/2014	282
TP-AS-NC05	31/08/2014	GENERACION ELECTRICA	nov-13	09/10/2014	283
TP-AS-NC06	31/08/2014	SISTEMA DE FLARE	oct-16		
TP-AS-NC07	31/08/2014	SISTEMA DE FLARE	may-14	09/10/2014	282
TP-AS-NC08	31/08/2014	BATERIA N°2 Y N°3 - LA BARDAS	N/A		
TP-AS-NC09	31/08/2014	TANQUES PTC	N/A		
TP-AS-NC10	31/08/2014	TANQUES PTC	sep-13		
TP-AS-NC11	31/08/2014	SEPARADORES- BATERIA ADIS	oct-16		
TP-AS-NC12	31/08/2014	Tks de almacenamiento y despacho. Bateria ADIS	jul-14	11/11/2014	291
TP-AS-NC13	31/08/2014	Generadores eléctricos, Sistema alivio y compresion	oct-16		
TP-AS-NC14	31/08/2014	PLANTA DE PUNTO DE MEDICIÓN DE GAS- PM 273	oct-16		
TP-AS-NC15	31/08/2014	SEPARADORES- BATERIA EL VIEJO BOMBEO	oct-14	11/11/2014	291
TP-AS-NC16	31/08/2014	POZO BLC.x-1 BATERIA EL VIEJO BOMBEO	may-14	11/11/2014	291
TP-AS-NC17	31/08/2014	BATERIA N°2 LA JARILLA	oct-16		
TP-AS-NC18	31/08/2014	DOCUMENTAL	N/A		
TP-AS-NC19	31/08/2014	POZOS EN GENERAL	nov-14		

ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN

En la ciudad de Cipolletti, a los 9 días del mes de Diciembre del año 2014 se reúnen por una parte la Provincia de Río Negro, representada en este acto por el Sr. Secretario de Estado de Energía, Ing. Néstor Marcelo Echegoyen, con domicilio constituido en calle España 316, 1o piso de la ciudad de Cipolletti, en su carácter de Autoridad de Aplicación de la Ley N° 4818, en adelante la PROVINCIA; por la otra la empresa Petrobras Argentina S.A., en adelante la CONCESIONARIA, representada en este acto por su apoderado Marcelo Gerardo Gómez, con domicilio constituido en la calle Mengelle 59 piso 5, Of. 1, de la ciudad de Cipolletti, Provincia de Río Negro, ambas conjuntamente denominadas como las PARTES, las que convienen en celebrar

el presente ACUERDO:

ANTECEDENTES: Con fecha 7 de marzo de 2013, el Poder Ejecutivo Provincial mediante el Decreto N° 230/13 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 N° 4818 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 Viedma, Diciembre de 2014. 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, Ora disponer la extensión de los plazos legales y/o contractuales.

Con fecha 2/05/2013, 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° 132/2013 de fecha 15/10/2013.

Como resultado de dicho proceso, las PARTES arribaron a un consenso que fue reflejado en el Acta de Reunión celebrada entre ellas con fecha 5 de diciembre de 2014, que sirve de base al presente ACUERDO.

Por ello, es intención de las PARTES suscribir el presente ACUERDO que se sujetará a las siguientes cláusulas y condiciones.

**En consecuencia las Partes
CONVIENEN:**

Artículo 1º: OBJETO

Efectuar la renegociación de las Concesiones de Explotación de las Áreas “Jagüel de los Machos”, “25 de Mayo - Medanito” y “Río Neuquén” ubicadas en el territorio administrado por la PROVINCIA, previstas en la Ley N° 4818 y, consecuentemente, prorrogar los plazos originales otorgado mediante Decretos del Poder Ejecutivo Nacional N° 1769/90, N° 2164/91 y N° 1291/ 94, en los términos y condiciones previstos en el presente Acuerdo.

La prórroga del plazo de las presentes Concesiones de Explotación de las Areas precedentemente identificadas serán por el término de diez (10) años, contados a partir del vencimiento de su plazo de concesión original; de forma tal que sus vencimientos operarán en las siguientes fechas:

- 1) “Jagüel de los Machos” el día 06/09/2025;
- 2) “25 de Mayo - Medanito” el día 28/10/2026;
- 3) “Río Neuquén” el día 05/11/2027.

Artículo 2º: 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 12.6. del Pliego de Bases y Condiciones, valorizado en el punto 3.8. 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 Áreas de exploración remanentes que existieran, correspondientes a las Areas de su titularidad que se nominan en el Artículo 1º 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 y/o la autoridad que la sustituya o reemplace 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.

Artículo 3º: CONDICIONES DE RENEGOCIACIÓN

3.1. Bono Fijo: La CONCESIONARIA abonará a la PROVINCIA como Bono fijo, por las tres (3) áreas renegociadas, los importes totales que se indican a continuación: Por renegociación de las Concesiones: la suma de dólares estadounidenses cuarenta millones (U\$S 40.000.000).

Este monto total se hará efectivo en un (1) pago al tipo de cambio del Banco de la Nación Argentina, tipo vendedor, del cierre del tercer día anterior al pago, dentro de los cinco (5) días hábiles de la ratificación legislativa del Acuerdo.

El pago a la PROVINCIA se deberá realizar mediante transferencia bancaria a la cuenta que ésta deberá comunicar por escrito a la Concesionaria con al menos dos (2) días hábiles de anticipación a la fecha de pago.

3.2. Aporte al Desarrollo Social y Fortalecimiento Institucional: La CONCESIONARIA asume el compromiso de realizar un aporte en efectivo a la PROVINCIA por un monto de dólares estadounidenses ocho millones (U\$S 8.000.000) (equivalente al veinte por ciento (20%) del Bono Fijo) que será destinado a financiar la construcción de infraestructura edilicia y/o la adquisición de equipamiento operativo con destino a instituciones de la educación y/o de salud y/o a organismos estatales. El Aporte al Desarrollo Social y Fortalecimiento Institucional deberá ser cancelado íntegramente (100%) a la PROVINCIA al tipo de cambio del Banco de la Nación Argentina, tipo vendedor, del cierre del tercer día anterior al pago, dentro de los cinco (5) días hábiles de la ratificación legislativa del Acuerdo, mediante transferencia bancaria a la cuenta que deberá comunicar la Provincia por escrito a la CONCESIONARIA con al menos dos (2) días hábiles de anticipación a la fecha de pago.

Asimismo la PROVINCIA se compromete a informar regularmente y participar a la CONCESIONARIA del destino dado a los fondos invertidos en los rubros mencionados.

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 EDHiPSA:

3.3.1. Aporte Complementario de Petróleo: Consistente en el tres por ciento (3%) de la Producción de Petróleo mensual. Este compromiso abarca a la Producción de Petróleo, a partir del mes siguiente al comienzo de vigencia del Acuerdo. 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 N° 900001006, CBU: 0340100800900001006004 de titularidad del "Gobierno de la Provincia de Río Negro" (Cuit. 30-67284630-3) y en la Cuenta N° 730012233, CBU: 0340251300730012233005, Sucursal 251, titularidad de EDHiPSA (Cuit. 30672878825), ambas del Banco Patagonia, o en otras que LA PROVINCIA y/o la AUTORIDAD DE APLICACIÓN y/o EDHiPSA oportunamente le indiquen de modo fehaciente;

3.3.2. Aporte Complementario de Gas: Consistente en el tres por ciento (3%) de la Producción de Gas mensual. Este compromiso abarca a la Producción de Gas, a partir del mes siguiente al comienzo de vigencia 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 N°

900001006, CBU: 0340100800900001006004 de titularidad del "Gobierno de la Provincia de Río Negro" (Cuit. 30-67284630-3) y en la Cuenta N° 730012233, CBU: 0340251300730012233005, Sucursal 251, titularidad de EDHiPSA (Cuit. 30672878825), ambas del Banco Patagonia, o en otras que LA PROVINCIA y/o la Autoridad de Aplicación y/o EDHiPSA oportunamente le indiquen de modo fehaciente.

3.3.3. Para el pago correspondiente por los conceptos descriptos en los puntos 3.3.1. y 3.3.2. los vencimientos operarán, para el Anexo I y para el Anexo II, en los mismos plazos que los establecidos para el pago de regalías en las resoluciones de la Secretaría de Energía. El tipo de cambio a considerar será el del Banco de la Nación Argentina, tipo vendedor, del cierre del tercer día hábil anterior al vencimiento para la liquidación del Anexo I y del día hábil anterior al vencimiento para el Anexo II

En el Anexo II se incluirán, los volúmenes y los precios definitivos.

3.4. Compromiso para Capacitación, Investigación y Desarrollo: Cada año la CONCESIONARIA deberá abonar a la PROVINCIA, por cada una de las tres (3) Concesiones de Explotación que por el presente Acuerdo se prorrogan, 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 de cada una de las AREAS sea de hasta 500 BOE/día.

3.4.2. Dólares estadounidenses cincuenta mil (U\$S 50.000) cuando el volumen de producción de cada una de las AREAS supere los 500 BOE/día.

3.4.3. Para la primera anualidad la CONCESIONARIA deberá efectivizar dicho monto, dentro de los cinco (5) días hábiles de la ratificación legislativa del Acuerdo, mediante transferencia bancaria a la cuenta que deberá comunicar la Provincia por escrito a la CONCESIONARIA con al menos dos (2) días hábiles de anticipación a la fecha de pago. Las anualidades siguientes deberán abonarse antes del 28 de febrero de cada año. Dichos pagos deberán ser cancelados al tipo de cambio del Banco de la Nación Argentina, tipo vendedor, del cierre del tercer día anterior al pago.

3.5. Mora: La falta de pago en término del Bono Fijo, del Aporte al Desarrollo Social y Fortalecimiento Institucional, del Aporte Complementario (de Petróleo y de Gas), o del Compromiso para Capacitación, Investigación y Desarrollo, importará la mora automática de la CONCESIONARIA, y devengará en favor de la PROVINCIA y/o de EDHiPSA, sin necesidad de interpelación alguna, intereses moratorios entre la fecha de vencimiento y la de pago, iguales a los que rijan para las operaciones de descuento general en el Banco de la Nación Argentina. A los efectos del cálculo de los intereses, los montos en moneda extranjera se convertirán a pesos al tipo de cambio del Banco de la Nación Argentina, tipo vendedor, del cierre del tercer día anterior a la fecha de vencimiento.

3.6. 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 mínimo de dólares estadounidenses novecientos siete millones setecientos mil (U\$S 907.700.000) aplicables a las Concesiones de Explotación, con el alcance detallado 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 setecientos diecinueve millones doscientos mil (U\$S 719.200.000).

El Anexo B contiene el detalle de inversiones, para la exploración con un compromiso de erogación total de dólares estadounidenses noventa y dos millones (U\$S 92.000.000). Asimismo, contiene un detalle de inversiones y gastos

contingentes en desarrollo de las concesiones por una suma de hasta dólares estadounidenses noventa y seis millones quinientos mil (U\$S 96.500.000), sujeto al resultado de la actividad exploratoria.

El compromiso de inversiones y gastos para la exploración detallado en el Anexo B es válido siempre y cuando durante la vigencia de las Concesiones 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.

Tanto las reversiones totales o parciales previstas en el inciso a), como las reducciones previstas en el inciso b), tendrán efecto recién a partir del 1 de enero del año siguiente al que hayan sido peticionadas, oportunidad a partir de la cual la Autoridad de Aplicación efectuará los ajustes que pudieran corresponder en caso de aprobar las mismas.

3.7. 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.

En cumplimiento de lo previsto por los Artículos 12.7. y 12.11. del Anexo I de la Ley N° 4818, la CONCESIONARIA se obliga a acatar los programas de inspección y fiscalización a realizar por la Autoridad de Aplicación.

3.8. Compre Rionegrino: La CONCESIONARIA, así como sus contratistas y subcontratistas, deberán emplear en todas las contrataciones que realicen 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 a la creación y al 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.

La CONCESIONARIA 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.

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, 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 y/o por condiciones desventajosas de capacidad, responsabilidad, calidad o precio, no resulte posible o conveniente (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, debiendo acreditar tal circunstancia por ante la Autoridad de Aplicación a su requerimiento. En todos los casos, para la contratación o subcontratación de trabajos o servicios necesarios para llevar a cabo la actividad, la CONCESIONARIA deberá instrumentar procedimientos de selección que garanticen los principios de transparencia, competencia efectiva y eficiencia.

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.

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 durante toda la vigencia del Acuerdo al menos una sede de operaciones en la PROVINCIA.

3.9. 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, sobre la base de un diagnóstico que las PARTES realizarán y de modo alineado con la política de sostenibilidad implementada por las CONCESIONARIAS.

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 al desarrollo sostenible de las comunidades de las que forma parte realizando inversión orientada a crear valor compartido y mutuos beneficios sostenidos.

Anualmente las CONCESIONARIAS presentarán un reporte de sostenibilidad donde informarán de los programas y acciones implementados, incluyendo indicadores que den cuenta de los resultados obtenidos, y las líneas de mejora propuestas para ser implementadas el año siguiente.

3.10. 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 Arts. 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.

La CONCESIONARIA se compromete a remediar los pasivos ambientales que oportunamente informara por declaración jurada, y que se incorporan como Anexo C al presente Acuerdo, como parte integrante del mismo, de acuerdo a los planes de remediación que anualmente deberá presentar dentro de los primeros 60 (sesenta) días corridos de cada año a la Autoridad de Aplicación, para su aprobación. Cada plan anual deberá detallar: tipo de pasivo, ubicación, magnitud, metodología de remediación propuesta, monto estimado de inversión a erogar en el año expresado en dólares estadounidenses, etapas y plazo de ejecución previsto y tipo de control y monitoreo propuesto. El plan anual presentado se considerará aprobado si la

Autoridad de Aplicación no formulare observaciones al mismo, en el plazo máximo de veinte (20) días hábiles de recibido.

La inversión total comprometida por la CONCESIONARIA para la ejecución de los planes de remediación correspondientes a las áreas que por el presente Acuerdo se prorrogan, asciende a la suma de dólares estadounidenses quince millones trescientos sesenta y un mil ciento cuarenta y dos (U\$S 15.361.142) según se detalla en el Anexo C. A los efectos de garantizar el cumplimiento de la inversión comprometida, la PROVINCIA podrá reclamar a la CONCESIONARIA la presentación de una garantía suficiente en los términos del Art. 4.1.6.2. del Anexo I de la Ley 4818. Sin perjuicio de ello, si los trabajos de remediación finalmente requirieren un monto superior al comprometido, la CONCESIONARIA deberá hacerse cargo de la totalidad.

La enumeración de pasivos que surge del Anexo C, no libera a la CONCESIONARIA de su responsabilidad legal por otros pasivos no declarados por ella ni detectados por la Autoridad de Aplicación hasta el presente, los que, de detectarse su existencia en el futuro, deberán ser remediados dentro de los plazos razonables que la Autoridad de Aplicación le fije de acuerdo a la legislación aplicable. Ello, lógicamente, sin perjuicio del cabal ejercicio de su poder de policía por parte de la Autoridad de Aplicación y/o la autoridad provincial competente en la materia (protección del medio ambiente y desarrollo sustentable).

La Autoridad de Aplicación deja constancia que en caso de incumplimiento en el tiempo y/o en la forma quedará habilitada, por intermedio de la autoridad competente, a la aplicación de las sanciones que pudieran corresponder a la CONCESIONARIA.

3.11. Estado de las Instalaciones: En virtud de lo dispuesto por el inciso a.3. del Artículo 4° de la Ley N° 4818, las PARTES han convenido aprobar el Programa que se incorpora como Anexo D al presente Acuerdo, como parte integrante del mismo, por el cual la CONCESIONARIA asume el compromiso de subsanar adecuadamente las deficiencias y anormalidades detectadas en las visitas en conjunto a las áreas.

La Autoridad de Aplicación deja constancia que en caso de incumplimiento en el tiempo y/o en la forma quedará habilitada a la aplicación de las sanciones que pudieran corresponder a la CONCESIONARIA.

3.12. 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 convienen que los límites y superficies de las Concesiones de Explotación que constituyen el objeto del Acuerdo quedan definidos conforme lo indicado en el Anexo E, 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 las Concesiones.

A efectos de garantizar el cumplimiento de la legislación vigente, y asegurar que las superficies de exploración complementaria que se pretendan revertir conformen proporciones geográficas convenientes para su futuro aprovechamiento, las solicitudes de reversión que formule la Concesionaria indicando los motivos y las razones que las fundamentan-, deberán ser expresamente aprobadas por la Autoridad de Aplicación, y tendrán efecto recién a partir del 1 de enero del año siguiente al que hayan sido peticionadas.

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.

3.13. Uso Industrial de Agua Pública: LA CONCESIONARIA deberá abonar regularmente al Departamento Provincial de Aguas o al organismo provincial que en el futuro lo sustituya y/o reemplace, los importes correspondientes al consumo por uso industrial de agua pública.

3.14. Canteras: Los materiales utilizados en la actividad, deberá provenir de canteras mineras debidamente habilitadas por la Autoridad Provincial correspondiente. El incumplimiento a esta obligación, hará a la Concesionaria solidariamente responsable por las infracciones al Código de Procedimientos Mineros que le quepan al titular y/o explotador de la cantera.

3.15. Pasantías: La Concesionaria se obliga a incorporar anualmente por cada una de las Concesiones que por el presente se prorrogan, a su cargo, 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.

3.16. Licencias Informáticas: Por cada una de las Concesiones de Explotación que por el presente se prorrogan, la Concesionaria deberán contratar a su cargo y a nombre de la Autoridad de Aplicación y/o de 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; o bien, a solicitud de la Autoridad de Aplicación, deberá entregarle el equipamiento que ésta le indique en su reemplazo, por una suma equivalente.

3.17. Ingresos Brutos: La Concesionaria se compromete a abonar a partir de la entrada en vigencia del presente Acuerdo, una alícuota del tres por ciento (3%) del Impuesto sobre los Ingresos Brutos por la extracción de hidrocarburos líquidos y/o gaseosos despachados sin facturar fuera de Provincia de Río Negro, ya sea que los mismos sean vendidos en su estado al momento de la extracción o en subproductos luego de los procesos de industrialización. Dicha alícuota se mantendrá durante la vigencia de las Concesiones de Explotación y sus prórrogas sin adicionales ni complementos

3.18 Participación de EDHiPSA: Las PARTES convienen como condición adicional de renegociación, la cesión a la Empresa de Desarrollo Hidrocarburífero Provincial Sociedad Anónima (EDHiPSA) por parte de la Concesionaria, del cinco por ciento (5%) de los derechos y obligaciones que le correspondan en relación con la concesión de explotación del área "Río Neuquén" en la Provincia de Río Negro, que por el presente ACUERDO se prorroga. Esta cesión deberá instrumentarse por escritura pública en un plazo de ciento ochenta (180) días, contados a partir de la entrada en vigencia del presente ACUERDO, oportunidad en que las partes constituirán una Unión Transitoria de Empresas (UTE) que reglamente la operación y el desarrollo del área de acuerdo a la participación que corresponda a cada empresa. Sin perjuicio de ello, el derecho a la participación de EDHiPSA tendrá efecto retroactivo a la entrada en vigencia del Presente ACUERDO.

Artículo 4º: 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.

Artículo 5º: COMIENZO DE VIGENCIA

Salvo disposición expresa en contrario en el presente, la totalidad de las obligaciones asumidas en este ACUERDO resultarán exigibles a partir de su ratificación por parte de la Legislatura Provincial. En caso que la ratificación de la Legislatura Provincial no se produzca dentro de los treinta y nueve (39) días a contar desde la firma del presente Acuerdo, el mismo quedará sin efecto alguno entre las PARTES, sin responsabilidad alguna para ellas.

Artículo 6°: IMPUESTO DE SELLOS

Conforme lo previsto por el Artículo 9° de la Ley N° 4818, para el cálculo del Impuesto de Sellos la base imponible del presente ACUERDO está dada por la suma convenida en concepto de Bono fijo, estando la Concesionaria obligadas al pago total de este impuesto conforme lo determinado por la Ley N° 4818.

Artículo 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 Concesión 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.

Artículo 8°: INCUMPLIMIENTOS

En caso de incumplimientos reiterados, sustanciales e injustificados por parte de la Concesionaria de las obligaciones establecidas en las cláusulas 3.1., 3.2., 3.3. y 3.6. de este Acuerdo, podrá ser de aplicación lo dispuesto por el Art. 80 de la Ley 17.319. Previamente a la declaración de caducidad, La PROVINCIA intimará a la Concesionaria para que subsane las posibles transgresiones en un plazo razonable.

Todo lo dicho, es sin perjuicio de la atribución irrenunciable de la Autoridad de Aplicación de exigir el cumplimiento en especie de todas las obligaciones y compromisos incumplidos por las vías administrativas y/o judiciales competentes, según corresponda.

El incumplimiento de las obligaciones y compromisos asumidos por la Concesionaria en el Acuerdo no incluidas en la enumeración del primer párrafo de la presente cláusula, no implicarán la aplicación de la sanción prevista en el Art. 80 de la Ley 17.319, sino que su cumplimiento podrá ser exigido por las vías administrativas o judiciales competentes, reafirmando la PROVINCIA las facultades de aplicar las sanciones por parte de las autoridades administrativas competentes, con ajuste a la legislación aplicable vigente.

Artículo 9°: LEGISLACIÓN APLICABLE. SOLUCIÓN DE CONFLICTOS

9.1. El Acuerdo establece la totalidad de los derechos y obligaciones de las PARTES y conforman el acuerdo total, único y definitivo entre las PARTES sobre el objeto del presente y, una vez ratificado por la Legislatura Provincial, sus términos prevalecerán respecto de todo acuerdo y/o norma previa con relación a la renegociación de LAS CONCESIONES.

El ACUERDO se registrará 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. Leyes Nacionales N° 17.319, N° 24.145, N° 26.197 y Código de Minería de la República Argentina; sus decretos reglamentarios y leyes modificatorias, y las normas ambientales y de seguridad descriptas en el apartado siguiente.

- d. Leyes Provinciales Q 4296 y Q 2627 y su Decreto Reglamentario N° 24/03.
- e. Leyes Provinciales N° 3250 (Gestión de Residuos Especiales y Salvaguarda del Patrimonio Ambiental), N° 3266 (Regulación del Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental); N° 2952 (Código de Aguas); N° 4187; y Decreto Provincial 492/05.
- f. Decretos del Poder Ejecutivo Nacional que regulen la actividad hidrocarburífera.
- g. Decretos del Poder Ejecutivo Provincial que regulen la actividad hidrocarburífera.
- h. Resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación que regulen la actividad hidrocarburífera.
- i. Resoluciones de la Secretaría de Estado de Energía de Río Negro que regulen la actividad hidrocarburífera.
- j. Resoluciones de la Secretaría de Hidrocarburos de Río Negro 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.

Ing. Néstor M. Echegoyen, Secretario de Estado de Energía Provincia de Río Negro.- Marcelo Gerardo Gómez, Apoderado Petrobrás Argentina S.A.

Anexo A

PLAN DE INVERSIONES EN EXPLOTACIÓN

El plan de inversiones en explotación tiene como objetivo desarrollar las reservas de las Areas "Jagüel de los Machos", "25 de Mayo - Medanito" y "Río Neuquén" 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).

ANEXO A

Plan de Inversiones en Explotación - Resolución SEN N° 2057/2005 Anexos I y II

PLAN DE ACCIÓN E INVERSIONES A EJECUTAR				AÑO		2014-2027	
CONCESIÓN DE EXPLOTACIÓN		CONSOLIDADO					
OPERADOR		PETROBRAS ARGENTINA S.A.					
Provincia		RÍO NEGRO					
YACIMIENTO		25 Mayo Medanita/Jagüel de los Machos/Río Neuquén		CUENCA		NEUQUINA	
				INVERSIONES			
				EXPLOTACIÓN	EXPLORACIÓN COMPLEMENTARIA	TOTAL	
DESCRIPCIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN				Millones de u\$s	Millones de u\$s	Millones de u\$s	
	Cantidad	Unidades					
Adquisición de datos sísmica 2D		km					
Adquisición de datos sísmica 3D	100	km ²		6,50			6,50
Perforación Pozos Exploratorios		POZOS					-
Perforación Pozos Avanzada		POZOS					-
Perforación Pozos Productores de Petróleo	87	POZOS		172,11			172,11
Perforación Pozos Productores de Gas		POZOS					-
Perforación Pozos sumideros		POZOS					-
Perforación Pozos Inyectores de Agua		POZOS					-
Perforación Pozos Inyectores de Gas		POZOS					-
Perforación Pozos Inyectores para Rec.Asistida		POZOS					-
Reparación de Pozos de Petróleo	72	POZOS		31,13			31,13
Reparación de Pozos de Gas		POZOS					-
Conversión de Pozos	16	POZOS		2,60			2,60
Abandono de Pozos	35	POZOS		6,93			6,93
Instalaciones Recuperación Asistida							-
Instalaciones Recuperación Secundaria							-
Equipos de bombeo de petróleo							-
Oleoductos		km					-
Baterías y Plantas de deshidratación y/o desalado				34,23			34,23
Plantas de Almacenaje							-
Unidades LACT							-
Gasoductos							-
Redes de captación de gas natural		km					-
Plantas de Tratamiento de gas natural		km					-
Plantas de Compresión de gas natural		HP					-
Plantas de Separación de Gas Licuado		m ³ /día					-
Reparación Actualización Motores y Compresores							-
Edificios, Almacenes, Obras civiles, caminos, etc.				18,75			18,75
Instalaciones y Equipo de laboratorio							-
Medio Ambiente							-
Otras Inversiones				22,10			22,10
Observaciones	Otras inversiones asociadas a estudios relacionados con el desarrollo de los yacimientos.						

PLAN DE ACCIÓN E INVERSIONES A EJECUTAR		AÑO		2014-2027		
OPERADOR		PETROBRAS ARGENTINA S.A.		INVERSIONES		
CONCESION		CONSOLIDADO		EXPLOTACIÓN	EXPLORACIÓN COMPLEMENTARIA	TOTAL
CUENCA		NEUQUINA				
TOTAL Yacimiento				294,3	0,0	294,3
Los datos consignados revisten el carácter de Declaración Jurada				Firma del Apoderado		

Gastos Operativos Período 2014 hasta finalización de Prórroga de Negociación				
en Millones de Dólares				
Concepto	25 de Mayo/ Medanito	Jagüel de los	Río Neuquén	TOTAL
COSTO OPERATIVO TOTAL				
Mano de Obra (personal propio)	20,4	13,7	4,4	38,6
Workover y Pulling	47,4	31,9	3,9	83,2
Servicios y otros	107,9	72,6	17,5	198,0
Energía	22,1	14,9	0,5	37,5
Materiales y obras de superficie	39,6	26,6	1,4	67,6
Total Costos Operativos	237,5	159,7	27,7	424,9

PLAN DE INVERSIONES DE EXPLOTACIÓN

25 de Mayo Medanita S.E.- Jagüel de los Machos - Río Neuquén
 Petrobras Argentina S.A.
 Río Negro

Concesiones de Explotación:
 Operador:
 Provincia:

COMPROMISO DE INVERSIONES PARA EL DESARROLLO DE RESERVAS Y LA EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS (valorización en millones de US\$)

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
ACTIVIDADES DE DESARROLLO DE RESERVA	45,6	51,2	53,0	46,5	18,8	0,6	0,4	0,6	0,4	0,6	0,8	0,6	0,4	0,4	219,3
Perforación de pozos productores de petróleo	40,2	41,9	37,6	34,0	18,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	172,1
Reparación de pozos de petróleo	5,4	7,2	7,9	10,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31,1
Conversión de pozos	-	1,0	0,8	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,6
Abandono de pozos	-	1,1	0,2	1,1	0,4	0,6	0,4	0,6	0,4	0,6	0,8	0,6	0,4	0,4	6,9
Adquisición Sísmica 3D (100 km2)	-	-	6,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,5
INSTALACIONES DE SUPERFICIE	8,3	19,8	13,5	8,3	7,0	6,4	3,3	3,0	2,6	1,3	0,8	0,7	0,3	0,3	75,1
Instalaciones de recuperación secundaria (1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Equipos de bombeo de petróleo (2)	4,4	9,5	9,3	2,9	2,2	1,9	1,3	1,0	0,8	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	34,2
Baterías y Plantas de Deshidratación y/o desalado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Plantas de compresión de gas natural (1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Plantas de separación de gas licuado (1)	2,1	2,0	2,3	3,3	2,3	2,4	0,8	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3	0,3	18,7
Edificios, almacenes, obras civiles, caminos, etc	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Medio Ambiente (3)	1,8	8,3	1,9	2,1	2,5	2,0	1,2	1,0	1,0	0,3	-	-	-	-	22,1
Otras Inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MANTENIMIENTO POR ROTURA O CONTINGENCIA	53,9	71,0	66,5	54,7	25,8	6,9	3,6	3,6	3,0	1,9	1,6	1,3	0,7	0,7	294,3

COMPROMISO DE INVERSIONES PARA EL DESARROLLO DE RESERVAS (detalle)

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
ACTIVIDADES DE DESARROLLO DE RESERVA	20	21	20	18	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	87
Perforación de pozos productores de petróleo	12	17	17	26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	72
Conversión de pozos	3	2	9	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16
Abandono de pozos	-	5	1	5	2	3	2	3	2	3	4	3	2	2	35

GASTOS OPERATIVOS PREVISTOS (valorización en millones de US\$)

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
COSTO OPERATIVO TOTAL	40,5	39,9	38,9	37,6	36,7	36,8	35,2	34,3	31,1	30,5	26,9	22,0	12,8	1,7	424,9
Mano de Obra (personal propio)	3,7	3,6	3,5	3,4	3,3	3,3	3,2	3,1	2,8	2,8	2,5	2,0	1,2	0,3	38,6
Workover y Pulling	8,0	7,8	7,6	7,4	7,2	7,2	6,9	6,7	6,1	6,0	5,3	4,3	2,5	0,2	83,2
Servicios y otros	18,7	18,5	18,1	17,4	17,1	17,1	16,4	15,8	14,5	14,1	12,6	10,4	6,2	1,1	198,0
Energía	3,6	3,6	3,5	3,3	3,3	3,3	3,1	3,0	2,8	2,7	2,4	1,9	1,1	0,0	37,5
Materiales y obras de superficie	6,7	6,4	6,2	6,1	5,9	5,9	5,6	5,6	4,9	5,0	4,2	3,4	1,8	-	67,6

(1) Baterías y Plantas de Deshidratación y/o desalado: incluye toda inversión en Plantas, Baterías y ductos

(2) El equipamiento de los nuevos pozos se incluye en el costo de los pozos

(3) Se incluye en Otras inversiones

(*) Incluye pozos inyectoros

111

Anexo B
PLAN DE INVERSIONES EN EXPLORACIÓN

El plan de inversiones en exploración tiene como objetivo incrementar las reservas de hidrocarburos no certificadas a la fecha hasta el fin del Acuerdo en las Areas "Jagüel de los Machos", "25 de Mayo - Medanito" y "Río Neuquén". 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.

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.

ANEXO B
Plan de Inversiones en Exploración - Resolución SEN N° 2057/2005 Anexos I y II

PLAN DE ACCIÓN E INVERSIONES A EJECUTAR				AÑO		2014-2017	
CONCESIÓN DE EXPLOTACIÓN	CONSOLIDADO						
OPERADOR	PETROBRAS ARGENTINA S.A.						
Provincia	RÍO NEGRO						
YACIMIENTO	25 Mayo Medanito/Jagüel de los Machos/Río Neuquén			CUENCA	NEUQUINA		
				INVERSIONES			
				EXPLORACIÓN	EXPLORACIÓN	TOTAL	
				Millones de u\$s	COMPLEMENTARIA	Millones de u\$s	
					Millones de u\$s	Millones de u\$s	
DESCRIPCIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN				Cantidad	Unidades		
Adquisición de datos sísmica 2D					km		
Adquisición de datos sísmica 3D					km2		
Perforación Pozos Exploratorios				5	POZOS	25,50	25,50
Perforación Pozos Avanzada				10	POZOS	66,50	66,50
Perforación Pozos Productores de Petróleo (*)				29	POZOS	83,10	83,10
Perforación Pozos Productores de Gas					POZOS		
Perforación Pozos sumideros					POZOS		
Perforación Pozos Inyectores de Agua					POZOS		
Perforación Pozos Inyectores de Gas					POZOS		
Perforación Pozos Inyectores para Rec.Asistida					POZOS		
Reparación de Pozos de Petróleo					POZOS		
Reparación de Pozos de Gas					POZOS		
Conversión de Pozos					POZOS		
Abandono de Pozos					POZOS		
Instalaciones Recuperación Asistida							
Instalaciones Recuperación Secundaria							
Equipos de bombeo de petróleo							
Oleoductos					km		
Baterías y Plantas de deshidratación y/o desalado							
Plantas de Almacenaje							
Unidades LACT							
Gasoductos							
Redes de captación de gas natural					km		
Plantas de Tratamiento de gas natural					km		
Plantas de Compresión de gas natural					HP		
Plantas de Separación de Gas Licuado					m3/día		
Reparación Actualización Motores y Compresores							
Edificios, Almacenes, Obras civiles, caminos, etc.							
Instalaciones y Equipo de laboratorio							
Medio Ambiente							
Otras Inversiones							
Observaciones				(*) Contingentes: actividad asociada al resultado del éxito exploratorio.			

PLAN DE ACCIÓN E INVERSIONES A EJECUTAR				AÑO		2014-2017	
OPERADOR	PETROBRAS ARGENTINA S.A.			INVERSIONES			
CONCESION	CONSOLIDADO			EXPLORACIÓN	EXPLORACIÓN	TOTAL	
CUENCA	NEUQUINA				COMPLEMENTARIA		
TOTAL Yacimiento				0,0	175,1	175,1	
Los datos consignados revisten el carácter de Declaración Jurada				Firma del Apoderado			

Gastos Operativos Contingentes al éxito exploratorio hasta finalización de Prórroga de Negociación		
en Millones de Dólares		
Concepto	Proy. Contingen.	TOTAL
COSTO OPERATIVO TOTAL		
Mano de Obra (personal propio)	1,2	1,2
Workover y Pulling	2,6	2,6
Servicios y otros	6,1	6,1
Energía	1,3	1,3
Materiales y obras de superficie	2,2	2,2
Total Costos Operativos	13,4	13,4

PLAN DE INVERSIONES DE EXPLORACIÓN

Concesión de Explotación: 25 de Mayo Medanita S.E.- Jagüel de los Machos - Río Neuquén
 Operador: Petrobras Argentina S.A.
 Provincia: Río Negro

COMPROMISO DE EROGACIÓN TOTAL EN EXPLORACIÓN

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
Superficie Remanente (km2) *	192,5	192,5	192,5	192,5	192,5	192,5	192,5	192,5	192,5	192,5	192,5	192,5	132,6	122,2	
Erogación Total (millones US\$)	-	2,0	21,5	21,5	21,5	21,5	2,0	2,0	-	-	-	-	-	-	92,0

* En caso que se reduzca la superficie remanente de exploración por ampliación y/o surgimiento de lotes de explotación o por reversión parcial o total de superficies se realizarán los ajustes correspondientes, conforme a Arts. 3.5 y 3.10 del anexo II de la Ley 4818.
 Superficie correspondiente al proyecto Norte de Tapera Este (aproximadamente 7,5 km2)

PROGRAMA TENTATIVO DE EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS (detalle)

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
Perforación de pozos exploratorios	-	1	2	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	5
Perforación de pozos de extensión	-	-	1	3	2	2	1	1	-	-	-	-	-	-	10

PROGRAMA TENTATIVO DE EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS (valorización en millones de US\$) **

Concepto	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
Perforación de pozos exploratorios	-	2,0	19,5	-	2,0	2,0	-	-	-	-	-	-	-	-	25,5
Perforación de pozos de extensión	-	-	2,0	21,5	19,5	19,5	2,0	2,0	-	-	-	-	-	-	66,5
Otras inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

** El programa que se presenta es tentativo y será revisado en las reuniones de comisión técnico previstas por el Art. 7 del Anexo II de la Ley 4818. Asimismo, el programa podrá ser modificado de acuerdo a los resultados de las inversiones propuestas.

Anexo C

Anexo C Plan de Remedación de Pasivos Ambientales

SECRETARÍA DE ESTADO
DE ENERGÍA
GOBIERNO
DE BUENOS AIRES

CONCESIONARIA: PETROBRAS ARGENTINA S.A.
ÁREA DE CONCESIÓN: RÍO NEUQUÉN

PASIVO AMBIENTAL	UBICACIÓN				MAGNITUD DEL PASIVO		METEOROLOGÍA DE REMEDIACIÓN	MONTO DE INVERSIÓN EN USD	ETAPAS	PLAZO DE EJECUCIÓN		TIPO DE CONTROL Y MONITOREO
	Yacimiento	Sector - Área - Instalación	Coordenadas Ganso Krigeo Pseudo M		Superficie afectada m ²	Volumen afectado m ³				Inicio	Fin	
			y	x								
Tierras empotradas	Río Neuquen	Bateria BAT-2	2.572.294	5.714.916	858	150,0	Trat. biológico químico. Esp. N° 7589 (C)D 2011. Res. 086 SMA 12	USD	Remoción y tratamiento 150 m ³	01/04/2013	Finalizado Nota 316/14 30/05/2014	Nota Presentada PETROBRAS 03/04/2014
Tierras empotradas	Río Neuquen	Bateria BAT-4	2.569.899	5.715.559	80	100,0	Trat. biológico químico. Esp. N° 7589 (C)D 2011. Res. 086 SMA 12	USD	Remoción y tratamiento 100 m ³	01/04/2013	Finalizado Nota 435/14 11/08/2014	Nota Presentada PETROBRAS 03/04/2014
Tierras empotradas	Río Neuquen	Bateria BAT-7	2.573.879	5.713.236	85	23,8	Trat. biológico químico. Esp. N° 7589 (C)D 2011. Res. 086 SMA 12	USD	Remoción y tratamiento	01/01/2017	31/12/2017	Informes parcial/final
Tierras empotradas	Río Neuquen	Bateria BAT-9	2.567.692	5.715.945	758	250,0	Trat. biológico químico. Esp. N° 7589 (C)D 2011. Res. 086 SMA 12	USD	Remoción y tratamiento 250 m ³	01/04/2013	Finalizado Nota 304/14 19/05/2014	Nota Presentada PETROBRAS 03/04/2014
Tierras empotradas	Río Neuquen	Bateria BAT-9	2.567.701	5.715.889	1668	550,0	Trat. biológico químico. Esp. N° 7589 (C)D 2011. Res. 086 SMA 12	USD	Remoción y tratamiento 350 m ³	01/04/2013	Finalizado Nota 304/14 19/05/2014	Nota Presentada PETROBRAS 03/04/2014
Tierras empotradas	Río Neuquen	Tanque Cruce catenaria	2.572.392	5.713.239	314	753,6	Trat. biológico químico. Esp. N° 7589 (C)D 2011. Res. 086 SMA 12	USD	Remoción y tratamiento	01/01/2017	31/12/2017	Informes parcial/final
Tierras empotradas	Río Neuquen	Pozo Co. Mirón xl	2.577.952	5.717.172	45	22,1	Trat. biológico químico. Esp. N° 7589 (C)D 2011. Res. 086 SMA 12	USD	Remoción y tratamiento	01/01/2017	31/12/2017	Informes parcial/final
Tierras empotradas	Río Neuquen	Pozo RN-110	2.574.663	5.712.518	18	26,3	Trat. biológico químico. Esp. N° 7589 (C)D 2011. Res. 086 SMA 12	USD	Remoción y tratamiento	01/01/2017	31/12/2017	Informes parcial/final
Tierras empotradas	Río Neuquen	Pozo RN-112	2.576.424	5.712.912	96	9,4	Trat. biológico químico. Esp. N° 7589 (C)D 2011. Res. 086 SMA 12	USD	Remoción y tratamiento	01/01/2017	31/12/2017	Informes parcial/final
Tierras empotradas	Río Neuquen	Pozo RN-119	2.570.523	5.714.355	404	324,9	Trat. biológico químico. Esp. N° 7589 (C)D 2011. Res. 086 SMA 12	USD	Remoción y tratamiento	01/01/2017	31/12/2017	Informes parcial/final
Tierras empotradas	Río Neuquen	Pozo RN-130	2.568.326	5.716.750	56	16,4	Trat. biológico químico. Esp. N° 7589 (C)D 2011. Res. 086 SMA 12	USD	Remoción y tratamiento	01/01/2017	31/12/2017	Informes parcial/final
Tierras empotradas	Río Neuquen	Pozo RN-130	2.573.199	5.714.042	982	1.178,4	Trat. biológico químico. Esp. N° 7589 (C)D 2011. Res. 086 SMA 12	USD	Remoción y tratamiento	01/01/2017	31/12/2017	Informes parcial/final
Tierras empotradas	Río Neuquen	Pozo RN-0021	2.572.110	5.714.807	280	125,0	Trat. biológico químico. Esp. N° 7589 (C)D 2011. Res. 086 SMA 12	USD	Remoción y tratamiento 125 m ³	01/04/2013	Finalizado Nota 339/14 27/03/2014	Nota Presentada PETROBRAS 03/04/2014
Tierras empotradas	Río Neuquen	Pozo RN-26	2.569.601	5.717.382	1	0,2	Trat. biológico químico. Esp. N° 7589 (C)D 2011. Res. 086 SMA 12	USD	Remoción y tratamiento	01/01/2017	31/12/2017	Informes parcial/final
Tierras empotradas	Río Neuquen	Pozo RN-0009	2.571.213	5.715.658	25	24,4	Trat. biológico químico. Esp. N° 7589 (C)D 2011. Res. 086 SMA 12	USD	Remoción y tratamiento	01/01/2017	31/12/2017	Informes parcial/final
Tierras empotradas	Río Neuquen	Pozo RN-98	2.572.671	5.713.358	404	324,9	Trat. biológico químico. Esp. N° 7589 (C)D 2011. Res. 086 SMA 12	USD	Remoción y tratamiento	01/01/2017	31/12/2017	Informes parcial/final
Tierras empotradas	Río Neuquen	Pozo RN-99	2.574.268	5.712.977	1414	2.120,6	Trat. biológico químico. Esp. N° 7589 (C)D 2011. Res. 086 SMA 12	USD	Remoción y tratamiento	01/01/2018	31/12/2018	Informes parcial/final
Monitoreo de piletas	Río Neuquen	2 piletas saneadas en 1994-95	2.573.199	5.714.042	2400	0,0	Monitoreo del fondo de la respectiva instal.	USD	Monitoreo	01/09/2014	31/10/2014	Informes parcial/final
Repositorio	Río Neuquen	Pozo Co. Mirón xl	2.577.952	5.717.172	400	N/A	Reco. & material ambiental e información. Entrega por inspección de obra.	USD	Transporte de material Desmantelamiento	01/09/2014 03/10/2014	30/09/2014 31/12/2014	Informes parcial/final
Caminos y picadas en desuso	Río Neuquen	Varos	2.573.879	5.713.236	a determinar	N/A	Relevamiento de caminos y picadas (Desafectación y restauración)	USD	Relevamiento Desafectación y Restauración	01/09/2014 03/11/2014	31/10/2014 31/05/2015	Informes parcial/final
Cañerías y otras instalaciones en desuso	Río Neuquen	Varos	2.567.692	5.715.945	a determinar	N/A	Relevamiento de cañerías y otras instalaciones. Desmantelamiento (150 toneladas) (RQR/INOP/ NCT/1-086) y (0863)	USD	Relevamiento Desmantelamiento	01/01/2016 01/03/2016	31/04/2016 31/12/2016	Informes parcial/final
Total del área								USD	2.333.859			

Plan de Remediación de Pasivos Ambientales



REPUBLICA ARGENTINA
 MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE
 PETROBRAS ARGENTINA S.A.
 RÍO NEGRO

TIPO DE CONTROL Y MONITOREO	LUGAR DE EJECUCIÓN		ETAPA	MONTOS DE INVERSIÓN EN USD	TECNOLOGÍA DE REMEDIACIÓN	MAGNITUD DEL PASIVO		UBICACIÓN				AMBIENTE AMBIENTAL	
	Fecha	Lugar				Superficie (m ²)	Profundidad (m)	Límite	Canchales	Límite	Límite		Límite
Infancia ambiental	31/12/2014	31/12/2014	Remoción y tratamiento	120	Infancia ambiental	120	828	2.114.610	2.223.241	Bateria BTA-3	Río Negro	Infancia ambiental	
Infancia ambiental	31/12/2014	31/12/2014	Remoción y tratamiento	120	Infancia ambiental	100	60	2.112.220	2.269.800	Bateria BTA-4	Río Negro	Infancia ambiental	
Infancia ambiental	31/12/2014	31/12/2014	Remoción y tratamiento	120	Infancia ambiental	238	82	2.113.320	2.233.820	Bateria BTA-7	Río Negro	Infancia ambiental	
Infancia ambiental	31/12/2014	31/12/2014	Remoción y tratamiento	120	Infancia ambiental	200	228	2.112.942	2.297.922	Bateria BTA-8	Río Negro	Infancia ambiental	
Infancia ambiental	31/12/2014	31/12/2014	Remoción y tratamiento	120	Infancia ambiental	200	1008	2.112.884	2.297.201	Bateria BTA-9	Río Negro	Infancia ambiental	
Infancia ambiental	31/12/2014	31/12/2014	Remoción y tratamiento	120	Infancia ambiental	232	214	2.113.320	2.233.262	Tanque Cance	Río Negro	Infancia ambiental	
Infancia ambiental	31/12/2014	31/12/2014	Remoción y tratamiento	120	Infancia ambiental	221	42	2.112.122	2.233.222	Pozo Co Minio	Río Negro	Infancia ambiental	
Infancia ambiental	31/12/2014	31/12/2014	Remoción y tratamiento	120	Infancia ambiental	203	18	2.112.218	2.224.203	Pozo RN-110	Río Negro	Infancia ambiental	
Infancia ambiental	31/12/2014	31/12/2014	Remoción y tratamiento	120	Infancia ambiental	204	24	2.112.212	2.224.204	Pozo RN-112	Río Negro	Infancia ambiental	
Infancia ambiental	31/12/2014	31/12/2014	Remoción y tratamiento	120	Infancia ambiental	224	404	2.114.322	2.222.222	Pozo RN-110	Río Negro	Infancia ambiental	
Infancia ambiental	31/12/2014	31/12/2014	Remoción y tratamiento	120	Infancia ambiental	184	28	2.110.220	2.268.220	Pozo RN-120	Río Negro	Infancia ambiental	
Infancia ambiental	31/12/2014	31/12/2014	Remoción y tratamiento	120	Infancia ambiental	1284	202	2.114.042	2.222.200	Pozo RN-120	Río Negro	Infancia ambiental	
Infancia ambiental	31/12/2014	31/12/2014	Remoción y tratamiento	120	Infancia ambiental	122	380	2.114.802	2.222.110	Pozo RN-0021	Río Negro	Infancia ambiental	
Infancia ambiental	31/12/2014	31/12/2014	Remoción y tratamiento	120	Infancia ambiental	07	1	2.112.282	2.268.801	Pozo RN-20	Río Negro	Infancia ambiental	
Infancia ambiental	31/12/2014	31/12/2014	Remoción y tratamiento	120	Infancia ambiental	214	22	2.112.928	2.222.212	Pozo RN-0000	Río Negro	Infancia ambiental	
Infancia ambiental	31/12/2014	31/12/2014	Remoción y tratamiento	120	Infancia ambiental	224	404	2.112.228	2.222.221	Pozo RN-28	Río Negro	Infancia ambiental	
Infancia ambiental	31/12/2014	31/12/2014	Remoción y tratamiento	120	Infancia ambiental	2208	1414	2.112.222	2.222.208	Pozo RN-28	Río Negro	Infancia ambiental	
Infancia ambiental	31/12/2014	31/12/2014	Remoción y tratamiento	120	Infancia ambiental	0	2400	2.114.022	2.222.200	Pozos de limpieza	Río Negro	Infancia ambiental	
Infancia ambiental	31/12/2014	31/12/2014	Remoción y tratamiento	20.000	Remoción y tratamiento	20.000	400	2.112.122	2.222.222	Pozo Co Minio	Río Negro	Remoción y tratamiento	
Infancia ambiental	31/12/2014	31/12/2014	Remoción y tratamiento	120.000	Remoción y tratamiento	120.000	2	2.112.220	2.222.220	Vinos	Río Negro	Remoción y tratamiento	
Infancia ambiental	31/12/2014	31/12/2014	Remoción y tratamiento	300.000	Remoción y tratamiento	300.000	2	2.112.222	2.222.222	Vinos	Río Negro	Remoción y tratamiento	
Total del área													

Am

Anexo C

Plan de Remedación de Pasivos Ambientales



CONCESIONARIA: PETROBRAS ARGENTINA S.A.
 ÁREA DE CONCESIÓN: JAGÜEL DE LOS MACHOS

PASIVO AMBIENTAL	UBICACIÓN				MAGNITUD DEL PASIVO		MÉTODOLÓGIA DE REMEDIACIÓN	MONTO DE INVERSIÓN EN USD	ETAPAS	PLAZO DE EJECUCIÓN		TIPO DE CONTROL Y MONITOREO	
	Yacimiento	Sector - Área - Instalación	Coordenadas Geométricas Punto 24	Superficie afectada m ²	Volumen afectado m ³	Inicio				Fin			
						Inicio				Fin	Inicio		Fin
Tierras Empetroladas	Jagüel de los Machos	Pozo T.A-1001	2.606.916	61	17,8	Fret biológico o térmico. FyP N° 7580PK/24/2011. Res. 086-SMA/12	USD 10.177	Remoción y tratamiento	01/01/2015	31/12/2015	Informes parcial/final		
Tierras Empetroladas	Jagüel de los Machos	Pozo 1020	2.605.529	46	14,3	Fret biológico o térmico. FyP N° 7580PK/24/2011. Res. 086-SMA/12	USD 8.176	Remoción y tratamiento	01/01/2015	31/12/2015	Informes parcial/final		
Tierras Empetroladas	Jagüel de los Machos	Pozo T.A-1031	2.607.347	31	19,4	Fret biológico o térmico. FyP N° 7580PK/24/2011. Res. 086-SMA/12	USD 11.092	Remoción y tratamiento	01/01/2015	31/12/2015	Informes parcial/final		
Monitoreo de piletas	Jagüel de los Machos	20 piletas saneadas en 1994-95	2.606.083	24000	0,0	Monitoreo del avance de la revegetación natural	USD 13.000	Monitoreo	01/01/2017	31/12/2017	Informes parcial/final		
Cámaras y otras instalaciones en desuso	Jagüel de los Machos	Varios	2.606.083	a determinar	N/A	Relevamiento de cámaras y otras instalaciones. Desmantelamiento (ver también D.M.A-PK-2011/N° 119)	USD 250.000	Pileta API Bateria 17	01/01/2018	30/06/2018	Informes parcial/final		
Total del área								USD 292.446					

11/11

Anexo C
Plan de Remediación de Pasivos Ambientales

CONCESIONARIA PETROBRAS ARGENTINA S.A.
ÁREA DE CONSERVACIÓN DE MAYO - MEDANTO

PASIVO AMBIENTAL	UBICACIÓN		Coordenadas Geom. X, Y y Z	MAGNITUD DEL PASIVO		METODOLOGÍA DE REMEDIACIÓN	MONTO DE INVERSIÓN EN USD	ETAPAS	PLAZO DE EJECUCIÓN		TIPO DE CONTROL Y MONITOREO
	Vaciado	Sector - Área - Instalación		Superficie afectada m ²	Volumen afectado m ³				Inicio	Fin	
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Bateria BAT-10	2.601.493	5.785.410	1.765	6.648,0	USD 3.801.094	Remoción y tratamiento 6648 m ³	01/04/2013	31/12/2014	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Bateria BAT-10	2.601.493	5.785.410	635	2.392,0	USD 1.367.662	Remoción y tratamiento 2392 m ³	01/04/2013	realizado / pend verificación 31/12/2013	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Bateria BAT-11	2.605.091	5.784.044	305	62,3	USD 35.621	Remoción y tratamiento (Baterías AA con proceso)	01/01/2015	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Bateria BAT-14	2.597.739	5.798.801	1.474	158,0	USD 90.339	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Bateria BAT-15	2.595.957	5.794.570	1.050	175,1	USD 100.116	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Bateria BAT-15	2.595.957	5.794.570	11	24,2	USD 13.837	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1025	2.603.799	5.785.959	79	94,2	USD 53.860	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1031	2.603.018	5.783.915	216	42,1	USD 24.071	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1042	2.603.764	5.785.249	12	20,0	USD -	Remoción y tratamiento 20 m ³	01/04/2013	Finalizado	Nsta 207/13 17/12/2013
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1045	2.601.457	5.786.088	471	47,1	USD 26.930	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1075	2.599.667	5.788.220	1.251	1.760,0	USD -	Remoción y tratamiento 1760 m ³	01/04/2013	Finalizado	Nsta 244/13 18/11/2013
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1079	2.599.580	5.789.020	50	9,8	USD 5.603	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1088	2.602.404	5.785.965	219	86,8	USD 49.629	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1112	2.594.493	5.795.542	200	195,0	USD 111.494	Remoción y tratamiento	01/01/2015	31/12/2015	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1113	2.594.405	5.794.799	94	141,3	USD 80.790	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1178	2.601.088	5.785.291	400	160,0	USD -	Remoción y tratamiento 160 m ³	01/04/2013	Finalizado	Nsta 011/14 20/01/2013
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1352	2.596.972	5.790.484	220	45,5	USD 26.015	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1392	2.596.666	5.789.955	12	3,5	USD 2.001	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1420	2.596.608	5.789.389	72	21,1	USD 12.064	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final

Anexo C
Plan de Remediación de Pasivos Ambientales

SECRETARÍA DE ESTADO
DE ENERGÍA

COMANDO EN JEFE
DE LAS FUERZAS ARMADAS

CONCESIONARIA: PETROBRAS ARGENTINA S.A.
ÁREA DE CONCESIÓN: 25 DE MAYO - MEDANITO

PASIVO AMBIENTAL	UBICACIÓN			MAGNITUD DEL PASIVO		MONTODLOGIA DE REMEDIACIÓN	MANTO DE INVERSIÓN EN USD	ETAPAS	PLAZO DE EJECUCIÓN		TIPO DE CONTROL Y MONITOREO
	Yacimiento	Sección - Área - Instalación	Coordenadas Geográficas	Superficie afectada m ²	Volumen afectado m ³				Inicio	Fin	
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1477	2.596.973	5.791.349	315	51,2	USD 29.274	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1494	2.595.795	5.791.985	16	7,9	USD 4.517	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1241	2.596.904	5.789.929	61	61,2	USD 34.992	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1243	2.595.171	5.791.926	55	82,4	USD 47.113	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1301	2.601.392	5.786.455	97	10,6	USD 6.061	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1310	2.603.435	5.785.630	43	60,0	USD -	Remoción y tratamiento 60 m ³	01/04/2013	Finalizado	Nota 08x/14 13/01/2014
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1316	2.602.868	5.784.516	1.311	655,5	USD 374.792	Remoción y tratamiento	01/01/2015	31/12/2015	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1321	2.601.987	5.784.227	3.806	1.780,0	USD -	Remoción y tratamiento 1780 m ³	01/04/2013	Finalizado	Nota 065/14 13/01/2014
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1365	2.600.672	5.789.919	314	157,0	USD 89.767	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1367	2.595.988	5.786.495	1.704	2.260,0	USD -	Remoción y tratamiento 2260 m ³	01/04/2013	Finalizado	Nota 211/13 09/09/2013
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1413	2.600.057	5.787.871	152	151,5	USD 86.622	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1415	2.600.059	5.787.282	67	16,1	USD 9.205	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1416	2.598.698	5.788.020	630	560,0	USD -	Remoción y tratamiento 560 m ³	01/04/2013	Finalizado	Nota 223/13 09/10/2013
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Pozo EM-1659	2.598.587	5.799.934	20	9,8	USD 5.603	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Ducto - BAT-15	2.596.684	5.791.397	1.178	683,0	USD 390.515	Remoción y tratamiento	01/01/2015	31/12/2015	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Varios EM-1017-1185	2.600.373	5.787.167	2	1,6	USD 915	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Varios RN EM-1022 a Saredite (nuevo)	2.601.912	5.785.994	126	276,3	USD 157.979	Remoción y tratamiento	01/01/2015	31/12/2015	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Varios EM-1029 a Bat-11	2.605.155	5.784.243	4.194	1.360,0	USD -	Remoción y tratamiento 1360 m ³	01/04/2013	Finalizado	Nota 10/12/13
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Varios EM-1089 a 1176	2.605.669	5.782.648	31	15,7	USD 8.977	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final

CONCESIONARIA: PETROBRAS ARGENTINA S.A.
ÁREA DE CONCESIÓN: 25 DE MAYO - MEDANITO

Anexo C
Plan de Remediación de Pasivos Ambientales

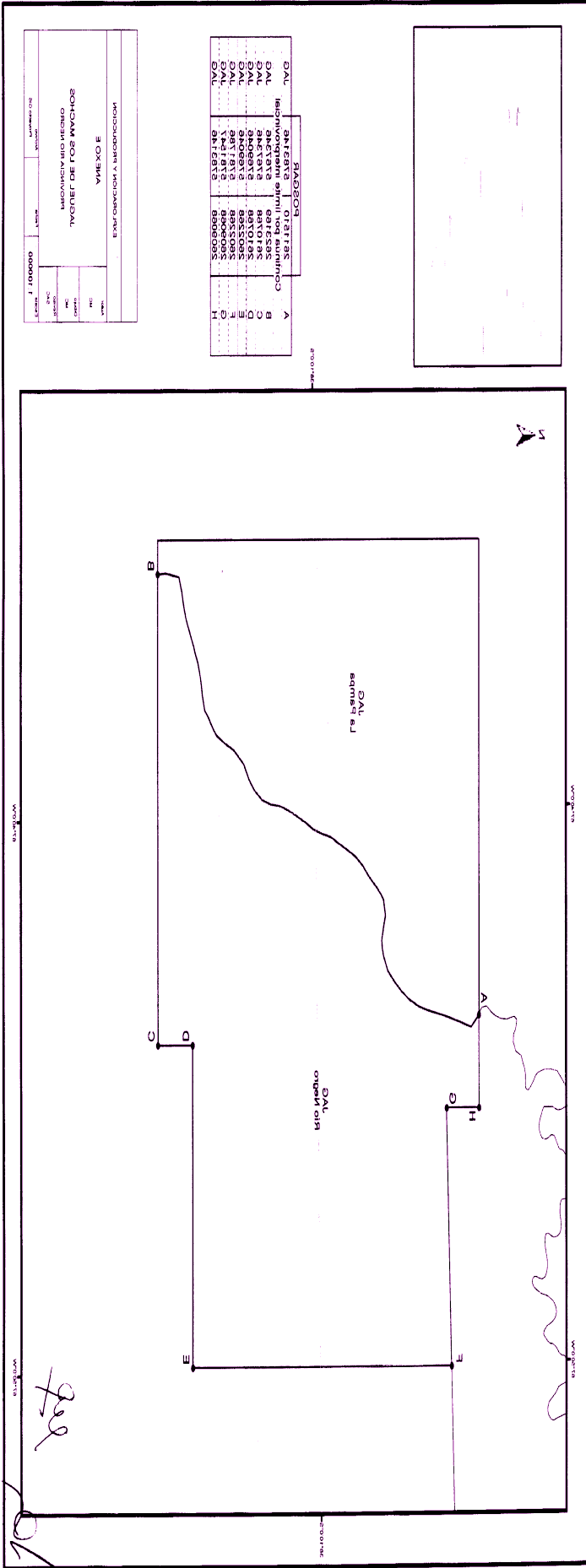
PASIVO AMBIENTAL	UBICACIÓN			MAGNITUD DEL PASIVO			METODOLOGÍA DE REMEDIACIÓN	MONTO DE INVERSIÓN EN USD	ETAPAS	PLAZO DE EJECUCIÓN		TIPO DE CONTROL Y MONITOREO
	Yacimiento	Sector - Área Instalación	Coordenadas Geom. X-Y-Z	Superficie afectada m ²	Volumen afectado m ³	Profundidad m				Inicie	Fin	
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Varios RN EM-1090	2 600 139	5 788 403	314	157,0	Trat. biológico o termico, Exp N° 758099C032011, Res. 086-SNMA/12	USD 89 767	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Varios RN EM-1090 a B12	250 905	5 787 584	39	39,3	Trat. biológico o termico, Exp N° 758099C032011, Res. 086-SNMA/12	USD 22 470	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Varios RN EM-1243 a B12	2 600 391	5 787 167	8	3,9	Trat. biológico o termico, Exp N° 758099C032011, Res. 086-SNMA/12	USD 2 230	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Varios RN EM-1315 subsect. transform 152	2 597 735	5 788 976	94	75,4	Trat. biológico o termico, Exp N° 758099C032011, Res. 086-SNMA/12	USD 43 111	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Varios RN EM-257 a B10	2 602 142	5 785 380	5 293	2 180,0	Trat. biológico o termico, Exp N° 758099C032011, Res. 086-SNMA/12	USD -	Remoción y tratamiento 2180 m ³	01/04/2013	Finalizado	Nota 210/13 09/08/2013
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Varios RN EM-307 a 1022	2 601 314	5 785 901	471	94,2	Trat. biológico o termico, Exp N° 758099C032011, Res. 086-SNMA/12	USD 53 860	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Varios RN EM-415 a 1107	2 599 830	5 787 230	7 400	3 780,0	Trat. biológico o termico, Exp N° 758099C032011, Res. 086-SNMA/12	USD -	Remoción y tratamiento 3780 m ³	01/04/2013	Finalizado	Nota 224/13 09/10/2013
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Varios EM Ducto Acceso a B15	2 596 624	5 791 531	4	2,0	Trat. biológico o termico, Exp N° 758099C032011, Res. 086-SNMA/12	USD 1 144	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Varios EM Entre pozos 1181 y 335	2 603 463	5 785 344	196	196,3	Trat. biológico o termico, Exp N° 758099C032011, Res. 086-SNMA/12	USD 112 237	Remoción y tratamiento	01/01/2015	31/12/2015	Informes parcial/final
Tierras Empetroliadas	25 de Mayo Medanto SE	Varios RN EM-1081 (acceso a la isla)	2 600 049	5 787 948	63	62,8	Trat. biológico o termico, Exp N° 758099C032011, Res. 086-SNMA/12	USD 35 907	Remoción y tratamiento	01/01/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Monitoreo de piletas	25 de Mayo Medanto SE	181 piletas sancionadas en 1993-95	2 596 040	5 787 430	217 200	0,0	Monitoreo del avance de la recuperación natural	USD 115 000	Monitoreo	01/01/2017	31/12/2017	Informes parcial/final
Repositorio	25 de Mayo Medanto SE	Repositorio RN-1188	2 598 500	5 787 926	10 000	10 000,0	Trat. biológico o termico, Exp N° 758099C032011, Res. 086-SNMA/12	USD 2 744 658	Remoción y tratamiento 2739 m ³	01/04/2013	Finalizado 2739 m ³	Nota 473/14 (17/07/14) Pendiente 7501 m ³
Repositorio	25 de Mayo Medanto SE	Repositorio Residuos solidos	2 597 416	5 790 609	5 000	7 500,0	Tratamiento mediante operable habituales para residuos anfibios	USD 1 150 000	Remoción y tratamiento	01/01/2017	31/12/2018	Informes parcial/final
Instalaciones en desuso	25 de Mayo Medanto SE	Cabenas en desuso	2 601 493	5 785 410	determinar	0,0	Relevamiento de cabenas, otros metales pesados, Desmantelamiento (ver anexo MB-NC23 v.06/05)	USD 461 000	Relevamiento 34000 Bat 10 x 12, Desmantelamiento de cabenas	01/07/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Instalaciones en desuso	25 de Mayo Medanto SE	Varios	2 597 260	5 791 046	determinar	0,0	Requisición de estructuras horizontales, saneamiento, aditivos y envases (ver anexo MB-NC23 v.06/05)	USD 350 000	Plata API Pe a liviado vehículos, Plata próxima a patio clausura	01/07/2017	31/12/2017	Informes parcial/final
Caninos y picadas en desuso	25 de Mayo Medanto SE	Varios	2 605 091	5 784 044	determinar	N/A	Relevamiento de caninos y picadas, Desactivación y restauración	USD 410 000	Relevamiento, Desactivación y Restauración	01/01/2018	30/06/2018	Informes parcial/final
Residuos	25 de Mayo Medanto SE	Varios	2 597 416	5 790 609	N/A	determinar	Recomposición, disposición	USD 96 000	Recomposición y disposición	01/07/2016	31/12/2016	Informes parcial/final
Total del área								USD 12.734.846				

Handwritten signature

ANEXO D

PROGRAMA DE ADECUACION DE INSTALACIONES (INDICE)

NO CONFORMIDAD/ OBSERVACION/ OP. MEJORA	FECHA	Equipo/Instalación/Evento	Fecha Compromiso de Cumplimiento
PESA-OM01	03/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: CAPACITACION DEL PERSONAL	28/02/2014
PESA-ME-OM01	03/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Bateria 12	10/11/2013
PESA-ME-OM02	03/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Bateria 12	05/11/2013
PESA-ME-OM03	03/09/2014	EQUIPO/INSTALACION/EVENTO: Presentar plan para retirar todas las instalaciones y puntos difusores	31/12/2014
PESA-ME-OM04	01/10/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Remediación de suelos empetrolados	31/12/2018
PESA-ME-OM05	01/10/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Remediación de suelos empetrolados	31/12/2017
PESA-ME-OM06	01/10/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: CERCO PERIMETRAL DE POZOS INYECTORES	31/03/2014
PESA-ME-OM07	01/10/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: CAUDALIMETROS DE POZOS INYECTORES	31/12/2016
PESA-ME-OM08	01/10/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: CERCO PERIMETRAL POZOS PRODUCTORES	31/12/2016
PESA-RNQN-OM01	10/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Bateria 7	30/06/2014
PESA-RNQN-OM02	10/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Bateria 7	05/11/2013
PESA-RNQN-OM03	01/10/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: POZOS	31/12/2017
PESA-RNQN-OM04	01/10/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: CERCO PERIMETRAL DE POZOS INYECTORES	05/11/2013
PESA-RNQN-OM05	01/10/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: CERCO PERIMETRAL DE POZOS PRODUCTORES	31/12/2016
PESA-JDM-OM01	01/10/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Cercos perimetrales	31/03/2014
PESA-JDM-OM02	01/10/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Cartería en pozos productores	31/03/2014
PESA-JDM-O01	14/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Bateria 17	31/03/2014
PESA-JDM-O02	14/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Bateria 17	31/03/2014
PESA-JDM-O03	01/10/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: CONSTRUCCIÓN DE CERCOS PERIMETRALES	05/11/2013
PESA-ME-O01	27/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Bateria 11	17/10/2013
PESA-ME-O02	03/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Bateria 12	31/10/2013
PESA-ME-O03	27/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Bateria 15	15/11/2013
PESA-ME-O04	21/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: PTC Medaniito	31/12/2013
PESA-ME-O05	21/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: PTC Medaniito	31/12/2013
PESA-ME-O06	21/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: PTC Medaniito-PMP RN 435	05/11/2013
PESA-ME-O07	21/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: PTC Medaniito-PMP RN 435	05/11/2013
PESA-ME-O08	21/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: PTC Medaniito	31/10/2013
PESA-ME-O09	21/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: PTC Medaniito	31/10/2013
PESA-ME-O10	21/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: PTC Medaniito	31/10/2013
PESA-ME-O11	21/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: PTC Medaniito	31/10/2013
PESA-ME-O12	27/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: PMP RN 435 (ID 1744)	05/11/2013
PESA-ME-O13	27/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: PRIORIDAD DE ABANDONO DE POZOS (RESOLUCIÓN 5/96)	31/12/2015
PESA-RNQN-O01	27/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: PUNTOS DE MEDICION FISCALES	31/12/2015
PESA-RNQN-O02	01/10/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: SOLICITUD DE INFORMACION	18/10/2013
PESA-JDM-NC01	27/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Bateria 17	31/12/2013 - 31/3/2014
PESA-JDM-NC02	27/08/2014	EQUIPO/INSTALACION/EVENTO: Bateria 17	31/07/2015
PESA-JDM-NC03	27/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Bateria 17	31/12/2013
PESA-JDM-NC04	27/08/2014	EQUIPO/INSTALACION/EVENTO: Bateria 17	30/06/2015
PESA-JDM-NC05	27/08/2014	EQUIPO/INSTALACION/EVENTO: Bateria21	30/06/2015
PESA-JDM-NC06	27/08/2014	EQUIPO/INSTALACION/EVENTO: Bateria22	31/12/2015
PESA-JDM-NC07	14/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: CAMINOS	31/07/2014
PESA-JDM-NC08	01/10/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: P.C RN TA-1065	31/12/2014
PESA-JDM-NC09	01/10/2014	EQUIPO/INSTALACION/EVENTO: PBR RN TA-1072	30/11/2013
PESA-JDM-NC10	01/10/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: YPF RN TA x-3	30/06/2015
PESA-ME-NC01	27/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Bateria 10	31/12/2013
PESA-ME-NC02	27/08/2014	EQUIPO/INSTALACION/EVENTO: Bateria 11	30/06/2015
PESA-ME-NC03	27/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Bateria 11	31/12/2013 - 30/4/2014
PESA-ME-NC04	27/08/2014	EQUIPO/INSTALACION/EVENTO: Bateria 12	30/06/2015
PESA-ME-NC05	03/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Bateria 12	31/12/2013
PESA-ME-NC06	27/08/2014	EQUIPO/INSTALACION/EVENTO: Bateria 12	30/06/2015
PESA-ME-NC07	03/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Bateria 12	31/12/2013
PESA-ME-NC08	27/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Bateria 12	30/06/2014
PESA-ME-NC09	27/08/2014	EQUIPO/INSTALACION/EVENTO: Bateria 14	05/11/2013
PESA-ME-NC10	27/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Bateria 14	31/12/2015
PESA-ME-NC11	27/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Bateria 14	31/12/2013
PESA-ME-NC12	27/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Bateria 15	30/06/2015
PESA-ME-NC13	27/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Bateria 15	31/12/2013
PESA-ME-NC14	21/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: PTC Medaniito	05/11/2013
PESA-ME-NC15	21/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: PTC Medaniito	31/12/2015
PESA-ME-NC16	21/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: PTC Medaniito	31/12/2013
PESA-ME-NC17	21/08/2014	EQUIPO/INSTALACION/EVENTO: PTC Medaniito	30/06/2014
PESA-ME-NC18	21/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: PTC Medaniito	31/12/2013
PESA-ME-NC19	21/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: PTC Medaniito	31/12/2013
PESA-ME-NC20	21/08/2014	EQUIPO/INSTALACION/EVENTO: Compresor Gasoducto La Pampa	04/11/2013
PESA-ME-NC21	21/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: PTC Medaniito	04/11/2013
PESA-ME-NC22	21/08/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: BOMBAS de plantas	31/12/2013
PESA-ME-NC23	01/10/2014	EQUIPO/INSTALACION/EVENTO: Pozos suelos empetrolados	31/12/2016
PESA-ME-NC24	01/10/2014	EQUIPO/INSTALACION/EVENTO: Pozos equipos de protección catódica	31/12/2014 - 30/6/2016
PESA-ME-NC25	01/10/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Pozos Cartería en desuso en la locación	31/12/2014
PESA-ME-NC26	01/10/2014	EQUIPO/INSTALACION/EVENTO: Presentacion cronograma abandono	31/01/2014
PESA-ME-NC27	01/10/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: POZO INYECTOR - MANTENIMIENTO DE CAUDALIMETRO	31/12/2016
PESA-RNQN-NC01	10/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Bateria N° 2	05/11/2013
PESA-RNQN-NC02	10/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Bateria N° 2	30/10/2013
PESA-RNQN-NC03	10/09/2014	EQUIPO/INSTALACION/EVENTO: Bateria N°2	30/06/2015
PESA-RNQN-NC04	10/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Bateria N° 2	31/12/2015
PESA-RNQN-NC05	10/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Bateria N° 2	31/12/2013
PESA-RNQN-NC06	10/09/2014	EQUIPO/INSTALACION/EVENTO: Bateria N°2	30/06/2015
PESA-RNQN-NC07	10/09/2014	EQUIPO/INSTALACION/EVENTO: Bateria N°4	31/12/2014
PESA-RNQN-NC08	10/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: CAÑERIAS-DUCTOS	31/12/2016
PESA-RNQN-NC09	10/09/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: Bateria N° 9	30/06/2014
PESA-RNQN-NC10	01/10/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: PÉRDIDAS EN BOCA DE POZO	31/12/2013
PESA-RNQN-NC11	01/10/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: PÉRDIDAS EN BOCA DE POZO	31/12/2015
PESA-RNQN-NC12	01/10/2013	EQUIPO /INSTALACION/ EVENTO: FALTA DE CERCO PERIMETRAL	31/12/2014
PESA-RNQN-NC13	01/10/2014	EQUIPO/INSTALACION/EVENTO: Presentacion cronograma abandono	31/01/2014



MAPAS Y COORDENADAS DE LAS CONCESIONES

ANEXO (Decreto Nº 1709/14)

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 Nº 17319 (SECCION 3ª, CONCESIONES DE EXPLOTACION - ARTICULOS 27 Y 35), LEY NACIONAL Nº 26197 Y LEGISLACION NACIONAL Y PROVINCIAL VIGENTES EN LA MATERIA.

INDICE
TÍTULO I
DE LA CONVOCATORIA

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

TÍTULO II
DE LA PRESENTACION DE
LA CONCESIONARIA

Artículo 9º: 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 FISCALIZACIÓN

Artículo 13: Inspección y fiscalización.

TÍTULO V
DE LA EXTINCION DE LA CONCESIÓN

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.

Artículo 2º. DEFINICIONES Y CONDICIONES.

2.1. DEFINICIONES:

2.1.1. ADICIONAL POR RENTA EXTRAORDINARIA: Porcentual que incrementará el APOORTE 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. APOORTE 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. APOORTE COMPLEMENTARIO: Compromiso asumido por las CONCESIONARIAS de realizar un aporte, en efectivo y/o en especie, a la PROVINCIA y a EDHiPSA, 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. EDHiPSA: La Empresa de Desarrollo Hidrocarburífero Provincial Sociedad Anónima (EDHiPSA).

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. APOORTE 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. APOORTE 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. APOORTE 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 APOORTE 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 EMPRESARIA: 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.

Artículo 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 PRELACIÓN NORMATIVA APLICABLE A LA CONTRATACIÓN:**2.2.4. COMPRE RIONEGRINO:** Las CONCESIONARIAS, en todas las contrataciones que realicen

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 OFERTA 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.

Artículo 4º.- 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.
Caminos 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 cumplimentar 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 inscritas 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 1º 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 Nº 17.319 y de conformidad a los Decretos reglamentarios Nº 861/96 ajustado a los valores tarifados por Resolución Conjunta

Nº 32/2011 SECRETARÍA DE AGRICULTURA, GANADERÍA, PESCA Y ALIM., y Resolución Conjunta Nº 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.

Artículo 5º.- 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 contribuir 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 Nº 530/536, C.P. 8324, de la Ciudad de Cipolletti, Provincia de Río Negro, Teléfono/Fax 54-0299 4778663.

Artículo 6º.- 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 Nº 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 (U\$S 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.

Artículo 7º.- 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".

Artículo 8º.- 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

Artículo 9º.- 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 Area 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”

Artículo 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 RENEGOCIACION.

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 2º de la ley que aprueba el presente.

TÍTULO III DE LAS CONDICIONES MÍNIMAS DE RENEGOCIACIÓN

Artículo 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 APOORTE 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 APOORTE COMPLEMENTARIO de PETRÓLEO y un APOORTE 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 9º 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

Artículo 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

Artículo 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 6º 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 RENEGOCIACIÓN

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 Nº 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 Nº 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 6º 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 1º: 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 Area precedentemente identificada será por el término de diez (10) años, contados a partir del; de forma tal que su vencimiento operará el día

Artículo 2º: 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 Area de su titularidad que se nomina en el Artículo 1º 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.

Artículo 3º: 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 (U\$S).

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. APOORTE 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. APOORTE 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 EDHIPSA:

3.3.1. APOORTE 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 EDHIPSA, 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 EDHiPSA, 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.

3.2.2. APOORTE 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 EDHiPSA ambas del Banco Patagonia.

3.2.3. 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 APOORTE COMPLEMENTARIO de PETRÓLEO, definido en el punto 2.1.2. del Pliego y desarrollado en el punto 3.2.1. del ACUERDO, y/o APOORTE 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 U\$/bbl en que aumente el Precio de Venta del Petróleo a partir de los 80 U\$/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 1º 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 APOORTE 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 APOORTE COMPLEMENTARIO de GAS, por cada 0,5 U\$/M BTU en que aumente el Precio de Venta del Gas Natural a partir de los 3,5 U\$/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 1º 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 APOORTE 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 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 1º 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 8º 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 (U\$S 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.

Artículo 4º: 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.

Artículo 5º: 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.

Artículo 6º: IMPUESTO DE SELLOS:

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

Artículo 7º: COMISIÓN DE ENLACE TÉCNICO:

Artículo 8º: INCUMPLIMIENTOS:

La falta de cumplimiento en tiempo y forma por parte de la CONCESIONARIA de las obligaciones establecidas en los Artículos 3º y 4º 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 medanita 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 3º y 4º 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.

Artículo 9º: 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 Area.....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

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.