



MINISTERIO ECONOMÍA, INFRAESTRUCTURA Y ENERGÍA

Decreto N° 485

MENDOZA, 26 DE MARZO DE 2019

Visto el expediente N° 1177-D-2017-01283 caratulado: “S/ solicitud de concesión no convencional Área CNQ 17 Puesto Rojas” y su acumulado N° 2523-S-2011-30093; y

CONSIDERANDO:

Que en la presentación de fojas 1 de fecha 30 de junio de 2017, Petrolera El Trébol S.A. solicita una Concesión de Explotación No Convencional sobre la totalidad de la superficie del área de explotación CNQ 17 “Puesto Rojas” y propone llevar a cabo un proyecto de desarrollo integral para la producción de petróleo y gas no convencional. Argumenta que el bloque Puesto Rojas se encuentra en el extremo norte de la cuenca neuquina y sobre la formación Vaca Muerta. A fojas 6 acompaña información relativa a los esquineros del área y su superficie, según mensura, de 189,9 km².

Que asimismo y como condición del otorgamiento de la Concesión de Explotación No Convencional, la solicitante se compromete a llevar adelante el Proyecto de Plan Piloto (Fase 1) y propone un Plan de Desarrollo (Fase 2) ajustable en función de los resultados del Plan Piloto, estimando su inicio para el año 2020. El objetivo principal son reservorios no convencionales, sin perjuicio del desarrollo de actividades complementarias de explotación convencional de hidrocarburos. El Plan Piloto tiene por objetivo realizar el conjunto de actividades necesarias para evaluar la formación Vaca Muerta en la totalidad del bloque Puesto Rojas y determinar la viabilidad técnica y económica del recurso no convencional en la parte norte de la cuenca neuquina situada en la Provincia de Mendoza. Esta fase tiene tres etapas y se estima una duración aproximada de 3 años. A fojas 14 se acompaña un detalle de las actividades previstas en el denominado Plan Piloto entre las que se prevén: 12 perforaciones en la Formación Vaca Muerta: exploración y delineación; registración de 120 km² de sísmica 3D de alta resolución; registros de pozos que incluyen: sónico dipolar, rayos gama espectral, resonancia magnética, imágenes resistivas y acústicas, testigos laterales rotados; extracción y evaluación de coronas; actividades de subsuelo: evaluación y caracterización de la formación Vaca Muerta en esta zona de la cuenca; estudios geo-químicos y geo-mecánicos; evaluación de los recursos in situ y recuperables en todo el bloque. Estiman una inversión en el Plan Piloto, de la suma de dólares estadounidenses setenta millones (USD 70.000.000), en un plazo de entre (i) treinta y seis (36) meses y (ii) cinco (5) años como máximo, ambos contados a partir del 30 de junio de 2017. El Plan de Desarrollo queda subordinado a los resultados del Plan Piloto, que definirá la viabilidad del proyecto, estimando una inversión significativamente mayor a la de éste, la que podría superar los mil millones de dólares (USD 1.000.000.000) de inversión.

Que en virtud de resultar el cumplimiento del Plan Piloto condición para el desarrollo de la producción no convencional, el incumplimiento de dicho Plan Piloto, vencidos los plazos previstos en el mismo, será causa de caducidad de la concesión no convencional que por este acto se otorga, sin perjuicio de los derechos subsistentes sobre la concesión convencional de explotación.

Que solicita también una reducción del veinte y cinco (25%) de las regalías aplicables a la producción de hidrocarburos y durante los diez (10) años siguientes a la finalización del Plan



Piloto conforme lo establecido en el Artículo 28 de la Ley Nacional N° 27.007. Es decir, solicita una reducción de regalías equivalente al 9% de la producción. Funda su solicitud en la significativa desventaja que posee el proyecto en materia de costos de los servicios e insumos respecto del actual polo principal de desarrollo de esta tecnología (Provincia del Neuquén).

Que analizando el título de la concesión surge que el Decreto Nacional N° 144/92, publicado en el Boletín Oficial en fecha 22 de enero de 1992, adjudicó una concesión de explotación sobre el área denominada CNQ 17 “Puesto Rojas”, ubicada en el Departamento de Malargüe, Provincia de Mendoza, a las compañías Sociedad Internacional Petrolera S.A. (SIPETROL) y Ormas S.A. por el término de veinticinco (25) años, resultando vigente desde el día siguiente a la fecha de publicación del Decreto de adjudicación en el Boletín Oficial, es decir desde el día 23 de enero de 1992. Luego de una serie de cesiones, aprobadas por Decisión Administrativa del Jefe de Gabinete de Ministros del Estado Nacional N° 21/1997 y Resolución del Ministerio de Infraestructura, Vivienda y Transporte de la Provincia de Mendoza N° 992/2010, actualmente la titular del área es Petrolera El Trébol S.A., según surge de la escritura de cesión N° 80 de fecha 14/04/2011, existente en los legajos de la Dirección de Hidrocarburos, por lo que se concluye la legitimación de la concesionaria para la solicitud en análisis.

Qué asimismo, el Decreto Provincial N° 1466/2011 aprobó un Acta Acuerdo entre la Provincia de Mendoza y Petrolera El Trébol S.A., en el marco de la convocatoria pública de prórroga de las concesiones de explotación de áreas hidrocarburíferas, extendiendo el plazo original de la concesión por el término de diez (10) años. Así, la vigencia de la concesión de explotación existente sobre el área se extiende hasta el 23 de enero de 2027. Dicha Acta Acuerdo, contempla una serie de compromisos de inversión en quinquenios, hasta el año 2027, además del pago de regalías, Canon Extraordinario de Producción, Fondo de Fortalecimiento Institucional, entre otros, por parte de la concesionaria, vinculado con la concesión de explotación convencional, actualmente desarrollada.

Que el área técnica de la Autoridad de Aplicación en su informe de fojas 66/68, evaluó el proyecto de la concesionaria de desarrollo de hidrocarburos no convencionales y sobre esa base aprobó el Plan Piloto y consideró factible otorgarle una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos sobre la totalidad del área CNQ 17 “Puesto Rojas”.

Qué asimismo, la concesionaria ha acreditado capacidad técnica y económica financiera, conteste lo dispuesto en artículo 5 de la Ley 17.319 e informe del Departamento Económico Financiero obrante a fojas 75.

Que respecto a la solicitud de reducción de regalías aplicable a la producción del área obtenida a través de técnicas de explotación no convencional al nueve por ciento (9%) el Artículo 28 de la Ley N° 27.007 establece que “...el Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, como autoridad concedente, podrá reducir hasta el veinticinco por ciento (25%) el monto correspondiente a regalías aplicables a la producción de hidrocarburos y durante los diez (10) años siguientes a la finalización del proyecto piloto, en favor de empresas que soliciten una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, en los términos del artículo 27 bis de la ley 17.319 y sus modificatorias, dentro de los treinta y seis (36) meses a contar de la fecha de vigencia de la presente ley...”.

Que el dictamen de Fiscalía de Estado de Mendoza de fojas 136/143, se pronuncia favorablemente al otorgamiento de la concesión. No obstante, salvo mejor criterio de la Autoridad



de Aplicación, sugiere que sea al finalizar el Plan Piloto y en forma previa al inicio del siguiente periodo de diez años, el momento en el cual se debería realizar el análisis de los datos objetivos y de las variables previstas en la normativa, para resolver disminuir la alícuota de las regalías. Dicha opinión se funda en que es en dicho momento en el cual se puede determinar la comercialidad del área. Frente a lo cual en el ámbito de la Dirección de hidrocarburos se ha sostenido que la disminución de las regalías no tiene en miras el análisis de comercialidad, sino un régimen de fomento y estímulo al desarrollo de explotaciones no convencionales dentro de los tres primeros años de la vigencia de la ley (conforme Ley N° 27.007, Art. 28).

Que por lo tanto, siendo que la concesión ha sido solicitada dentro del plazo previsto en la citada norma y conforme el criterio que surge de los informes y dictámenes producidos, donde se alude, entre otros aspectos a las costas adicionales que debe asumir el concesionario para el desarrollo de producción no convencional en el área, resulta justificada la reducción de regalías en las condiciones que resultan de la presente norma.

Que la Ley N° 26.741, de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina, declara de interés público nacional y como objetivo prioritario el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los mismos. Por otra parte, se establecieron como principios de la política hidrocarburífera de esta República, entre otros, la promoción del empleo de los hidrocarburos y sus derivados como factor de desarrollo e incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos de las provincias y regiones; la conversión de los recursos hidrocarburíferos en reservas comprobadas y su explotación y la restitución de reservas; la integración del capital público y privado, nacional e internacional, en alianzas estratégicas dirigidas a la exploración y explotación de hidrocarburos convencionales y no convencionales; y la maximización de las inversiones y de los recursos empleados para el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo. En este contexto, se impone la necesidad de fortalecer la promoción de la inversión destinada a la explotación de hidrocarburos. Así se encuentra conveniente autorizar la reducción de regalías al 9% durante los primeros diez (10) años del Plan de Desarrollo, siempre que el precio de venta efectivamente –PVEP- del crudo y gas producido en el área Puesto Rojas, se encuentre por debajo de los cuatro dólares por millón de Btu (4,00 USD/MMBtu) para el caso del gas y a sesenta dólares por barril (60 USD/Bbl) para el caso del crudo. Toda vez que el precio del gas y crudo efectivamente percibido –PVEP- por la compañía, por la producción del área, durante el periodo de cálculo para las mismas, se encuentre por encima o sea igual a cuatro dólares por millón de btu (4,00 USD/MMBtu) para el caso del gas y de sesenta dólares por barril (60 USD/Bbl) para el caso del crudo, la regalía será del doce por ciento (12%).

Que lo consensuado por la solicitante y el área técnica de la Dirección de Hidrocarburos permitirá, ante una baja significativa del precio de venta efectivamente percibido por la producción de crudo y gas en el área Puesto Rojas, amortiguar sus efectos sobre la primera; y a su vez, ante un incremento de ese precio, un mayor porcentaje de regalías.

Que durante el Plan Piloto y luego de transcurridos los diez (10) primeros años del Plan de Desarrollo de la concesión, la regalía por producción de crudo y/o gas obtenida por técnica no convencional que abonará el concesionario será del doce por ciento (12%).

Que debe dejarse expresa constancia que la producción de hidrocarburos obtenida por técnicas convencionales, se continúa regulando por las condiciones establecidas en el Acta Acuerdo que



resultó aprobada por Decreto Provincial N° 1466/2011. Los compromisos en ella asumidos, se mantienen vigentes hasta su vencimiento. En virtud de ello, la concesionaria deberá asegurar que dispone de las instalaciones necesarias para poder contabilizar por separado las producciones provenientes de objetivos convencionales de las que correspondan a objetivos no convencionales, sujeto al control y aprobación de la Autoridad de Aplicación pertinente. En tanto no se haya acreditado dicho procedimiento, a satisfacción de la Autoridad Aplicación, toda la producción quedará sujeta al esquema de regalías aplicables al hidrocarburo convencional.

Que en caso de resultar exitoso el Plan Piloto y habiendo la concesionaria manifestado su decisión de continuar con la explotación no convencional, a partir del 24 de enero de 2027, ambas concesiones, convencional y no convencional quedan unificadas en cuanto a su marco legal, que será el presente decreto y normas legales vigentes, excepto por el porcentual de regalías que corresponda a la producción de hidrocarburos convencional, a la cual se aplicará una regalía del 18%, a tenor de lo dispuesto en el artículo 35 y 59 de la Ley N° 17.319.

Que en caso de que el Plan Piloto no sea exitoso, la solicitante podrá dar por terminada la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, retomando la concesión de explotación original otorgada por el Decreto Nacional N° 144/1992, conforme a los términos previstos en la prórroga aprobada por el Decreto Provincial N° 1466/2011 y sin perjuicio del derecho de solicitar nuevas prórrogas o concesiones de conformidad con lo establecido en la legislación aplicable.

Que la Ley Nacional N° 27.007 modificatoria de la Ley Nacional de Hidrocarburos N° 17.319 incorporó innovaciones necesarias para las situaciones que no habían podido ser previstas en oportunidad de redactarse la Ley N° 17.319 y bajo la finalidad de reglar, entre otras cuestiones, la explotación no convencional de hidrocarburos, el establecimiento conjunto de instrumentos de promoción a esas actividades y mecanismos promocionales para grandes inversiones. En virtud de estos razonamientos el legislador construyó todo el nuevo régimen distinguiendo entre concesión convencional y no convencional, para luego establecer plazos más extensos y condiciones más favorables para la nueva figura de explotación.

Que el Artículo 27 de la Ley N° 17.319 establece que "...los sujetos titulares de concesiones de explotación de hidrocarburos tendrán derecho a solicitar a la Autoridad de Aplicación una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, en los términos previstos...en el artículo 27 bis...". Y el Artículo 27 bis, luego de definir una explotación no convencional establece que "...el concesionario de explotación, dentro del área de concesión, podrá requerir... el otorgamiento de una nueva Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos. Tal solicitud deberá estar fundada en el desarrollo de un plan piloto que, de conformidad con criterios técnico-económicos aceptables, tenga por objeto la explotación comercial del yacimiento descubierto. La Autoridad de Aplicación nacional o provincial, según corresponda, decidirá en el plazo de sesenta (60) días y su vigencia se computará en la forma que establece el artículo 35...Queda establecido que la nueva Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos deberá tener como objetivo principal la Explotación No Convencional de Hidrocarburos. No obstante ello, el titular de la misma podrá desarrollar actividades complementarias de explotación convencional de hidrocarburos, en el marco de lo dispuesto en el artículo 30 y concordantes de la presente ley...".

Que dicho artículo 35° establece que "...las concesiones de explotación tendrán las vigencias establecidas a continuación, las cuales se contarán desde la fecha de la resolución que las



otorgue, con más los adicionales que resulten de la aplicación del artículo 23:..b) Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos: treinta y cinco (35) años. Este plazo incluirá un Período de Plan Piloto de hasta cinco (5) años, a ser definido por el concesionario y aprobado por la Autoridad de Aplicación al momento de iniciarse la concesión...”

Que el artículo 58 bis segundo párrafo de la Ley Nacional N° 17.319 permite a la Autoridad de Aplicación percibir un “Bono de Explotación”, por el derecho que obtiene la concesionaria de realizar actividad complementaria de explotación convencional al momento de finalización de la vigencia de esta primera concesión convencional, fijando un mecanismo para su cálculo. En el caso en consideración, a la conclusión exitosa del Plan Piloto, habiendo la concesionaria manifestado su decisión de continuar con la explotación no convencional y aprobado el Plan de Desarrollo, se entenderá extendido el plazo para la explotación convencional del yacimiento, unificado ya a los 35 años de la concesión de explotación no convencional que se otorga. Así, con dicho fundamento, se entiende corresponde al concesionario abonar a la Provincia, al final del Plan Piloto y antes de la fecha en la que se produzca el inicio de la etapa de explotación posterior al mismo (Plan de Desarrollo), dicho “BONO DE EXPLOTACIÓN” (BE) igual a la resultante de multiplicar las reservas de crudo expresadas en barriles y a las de gas expresadas en millones de unidades térmicas británicas (MMBtu), comprobadas remanentes y asociadas a la explotación convencional de hidrocarburos que se estime existan al día 23 de enero de 2027 (es decir, el día en que se hubiese producido el vencimiento de la primera prórroga otorgada de la Concesión de Explotación Convencional) por el dos por ciento (2%) del precio promedio de cuenca aplicable a los respectivos hidrocarburos durante los dos años anteriores al momento del otorgamiento de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos. Asimismo se ha considerado conveniente dejar establecido que, a los efectos de dicho cálculo la Provincia podrá solicitar auditoria de reservas, a cargo del concesionario.

Que, con fundamento en la responsabilidad social empresaria, se establece la obligación de realizar dos aportes obligatorios en los doce meses subsiguientes a la publicación del presente decreto, consistentes en infraestructura de oficinas que resulta fundamental para el debido control de las actividades que desarrollará la concesionaria, tanto por la Dirección de Hidrocarburos, como por la Dirección de Protección Ambiental, además de la obligación de abonar a la Provincia un aporte excepcional equivalente al Bono de Explotación, el cual será denominado “APORTE DE APOYO A LA COMUNIDAD” (“AAC”), el que una vez percibido, será entregado por la Provincia, a la Municipalidad de Malargüe para su utilización en obras o actividades que tengan impacto positivo en dicha comunidad. El AAC será abonado a la Provincia al año siguiente de abonado el Bono de Explotación.

Que mediante Resolución N° 2018-387-E-GDEMZA-DPA-#SAYOT la Dirección de Protección Ambiental ha aprobado el respectivo Aviso de Proyecto de la actividad a desarrollarse en el Plan Piloto, cuya copia obra a fojas 69/73 de estas actuaciones.

Que respecto a la fecha de vigencia de la concesión, el Artículo 27 bis de la Ley N° 17.319 establece que “...La Autoridad de Aplicación nacional o provincial, según corresponda, decidirá en el plazo de sesenta (60) días y su vigencia se computará en la forma que establece el artículo 35.” Así la ley otorga un plazo de 60 días a la Autoridad de Aplicación para expedirse sobre la solicitud. Mediante diversas notas obrantes en este expediente se requirió, previo a resolver la solicitud en estudio, la presentación de determinada documentación técnica y también de un cronograma de actividades e información legal y económica vinculada a la concesión a otorgarse. Dicho requerimiento fue totalmente cumplimentado por la concesionaria solicitante en



fecha 2018, según notas obrante a fojas 35/65. Así a partir de ese momento, ha comenzado a correr el plazo de 60 días previsto en la ley sin perjuicio de que el Plan Piloto se encuentra ya en plena ejecución.

Que, en consonancia con lo dispuesto en el Artículo 71 de la Ley Nacional N° 17.319, el Artículo 5 de la Ley Provincial de Hidrocarburos N° 7.526, establece que la Autoridad de Aplicación deberá imponer, condiciones que incentiven y permitan la participación de empresas con radicación en la provincia de Mendoza en las etapas de exploración y explotación de hidrocarburos y exigir la incorporación de mano de obra mendocina en un mínimo del setenta y cinco por ciento (75%) del personal ocupado.

Que en virtud de lo dispuesto en el artículo 32 y 33 de la Ley Provincial N° 7526, es obligación de todos los sujetos que intervienen en la exploración, explotación, transporte, industrialización y comercialización de hidrocarburos y derivados, dar estricto cumplimiento a la normativa provincial vigente en materia ambiental, sometiéndose expresamente a los dictados de la Ley N° 5.961, Decretos Reglamentarios o legislación que eventualmente las modifique o sustituya.

Que las titulares de una concesión de explotación, se encuentran obligadas a abonar la Tasa de Control, que creó la Ley Provincial N° 7911 y/o la que en el futuro la sustituya o modifique.

Que respecto de la disponibilidad del crudo o el gas producido, las concesionarias deben dar cumplimiento a lo dispuesto en el Decreto Nacional N° 1277/12, modificado por su similar N° 272/16, los cuales reglamentaron la Ley Nacional N° 26741; Artículo 15 del Decreto Nacional N° 1055/89; Artículos Nros. 1º, 6º y 9º del Decreto Nacional N° 1212/89, Artículo 3º y 5º del Decreto Nacional N° 1589/89.

Que el Departamento Técnico, Económico Financiero y la Asesoría Letrada de la Dirección de Hidrocarburos, la Dirección de Asuntos Jurídicos del Ministerio de Economía Infraestructura y Energía, Asesoría de Gobierno y Fiscalía de Estado, han tomado debida intervención.

Que la presente norma se dicta de acuerdo con lo dispuesto por el Artículo 124 de la Constitución Nacional, Artículo 1º y 28 de la Constitución Provincial, Artículos 27, 27 bis, 35 inc. b), 58, siguientes y concordantes de la Ley Nacional N° 17.319, Artículo 28 de la Ley Nacional N° 27.007, Ley Nacional N° 26.197 y el Artículo 3º y concordantes de la Ley N° 7526.

Por ello, en virtud de lo dictaminado por la Dirección de Asuntos Jurídicos del Ministerio de Economía, Infraestructura y Energía, Asesoría de Gobierno y Fiscalía de Estado,

EL

GOBERNADOR DE LA PROVINCIA

DECRETA:

Artículo 1º – Otórguese a Petrolera El Trébol S.A., a partir de la fecha de publicación del presente decreto en el Boletín Oficial, una Concesión de Explotación No Convencional sobre el área CNQ 17 “Puesto Rojas” situada en la Provincia de Mendoza, con el objeto principal de realizar trabajos de explotación y desarrollo de hidrocarburos no convencionales, pudiendo desarrollar actividades complementarias de explotación convencional de hidrocarburos bajo el Régimen de



los Artículos 27, 27 bis y siguientes de la Ley N° 17.319 sus normas reglamentarias y complementarias, por el término de treinta y cinco (35) años, el que incluye un Plan Piloto que podrá extenderse como máximo hasta el 30 de junio de 2022. Dicha área se encuentra delimitada por las coordenadas provisorias que surgen del Anexo I que forma parte del presente decreto.

Artículo 2° – Apruébese el Plan Piloto, el que como Anexo II forma parte del presente decreto, propuesto, que el concesionario deberá cumplir, en el término previsto de 3 años, prorrogable por 2 años a criterio del concesionario, contados desde la fecha en que se solicitó la presente concesión (30 de junio de 2017), bajo apercibimiento de declarar la caducidad de la Concesión de Explotación No Convencional, que en este acto se otorga. Todas las inversiones realizadas a partir del 30 de junio de 2017 computan a los efectos del cumplimiento del Plan Piloto. La actividad prevista en el Plan Piloto incluye once (11) perforaciones verticales que atraviesen la formación Vaca Muerta investigando las distintas zonas del Bloque, 120 Km² de Sísmica 3D de alta resolución que completarán la cobertura total del área Puesto Rojas y la perforación del primer pozo horizontal que navegará entre 1.000 y 2.000 m. la Formación Vaca Muerta siendo completado con múltiples etapas de fracturación hidráulica.

Artículo 3° – En caso de que el concesionario declare el fracaso del Plan Piloto, significará la declaración de caducidad automática de la concesión de explotación no convencional, sin perjuicio del derecho del concesionario a continuar la concesión de explotación convencional, originalmente otorgada por el Decreto Nacional N° 144/1992, incluyendo los términos previstos en la prórroga aprobada por el Decreto Provincial N° 1466/2011.

Artículo 4° – Dentro de los 90 días posteriores a la conclusión del Plan Piloto, en caso de que éste sea exitoso y el concesionario manifieste su decisión de continuar con la explotación no convencional del área, deberá presentar a la Autoridad de Aplicación para su análisis, aprobación y control el Plan de Desarrollo detallado, a ejecutarse durante los 10 años siguientes. Anualmente, deberá presentar el estado de avance de dicho Plan. Al vencimiento de esos primeros diez (10) años, deberá presentar planes quinquenales, los que también serán analizados, aprobados y controlados por la Autoridad de Aplicación.

Artículo 5° – El titular de la Concesión de Explotación No Convencional tendrá la libre disponibilidad de los hidrocarburos producidos en el área, en un todo de acuerdo a lo previsto en el Artículo 6° de la Ley Nacional N° 17.319 y sus normas reglamentarias.

Artículo 6° – El titular de la Concesión de Explotación No Convencional pagará anualmente, por cada kilómetro cuadrado o fracción, el canon de explotación previsto en el Artículo 21° segundo párrafo de la Ley Provincial N° 7.526.

Asimismo, deberá abonar la Tasa de Control prevista en el Artículo 13° de la Ley Provincial N° 7.911 y/o la que en el futuro la sustituya o modifique.

Artículo 7° – REGIMEN DE EXPLOTACION CONVENCIONAL:

La producción de hidrocarburos obtenida por técnicas convencionales, se continúa regulando por las condiciones establecidas en el Acta Acuerdo que resultó aprobada por Decreto Provincial N° 1.466/2011, especialmente en lo que respecta al pago de regalías, Canon Extraordinario de Producción y Canon por Renta Extraordinaria hasta la finalización de su vigencia el día 23 de



enero de 2027.

En caso de resultar exitoso el Plan Piloto y habiendo la concesionaria manifestado su decisión de continuar con la explotación no convencional, a partir del 24 de enero de 2027, ambas concesiones, convencional y no convencional quedan unificadas en cuanto a su marco legal, que será el presente decreto y normas legales vigentes, excepto por el porcentual de regalías que corresponda a la producción de hidrocarburos convencional, a la cual se aplicará una regalía del 18%, a tenor de lo dispuesto en el artículo 35 y 59 de la Ley N° 17.319.

Artículo 8º – REGIMEN DE EXPLOTACION NO CONVENCIONAL.

8.1. REGALIAS.

El titular de la Concesión de Explotación No Convencional abonará mensualmente al Estado Provincial, en caso de resultar exitoso el Plan Piloto y habiendo la concesionaria manifestado su decisión de continuar con la explotación no convencional, a partir de la aprobación por la Autoridad de Aplicación del Plan de Desarrollo para los primeros diez años:

Por la producción obtenida a través de técnicas de explotación no convencional en el Área Puesto Rojas, durante los diez (10) años siguientes a la fecha de aprobación por la Autoridad de Aplicación del Plan de Desarrollo decenal, en concepto de regalías, el nueve por ciento (9%) sobre los hidrocarburos líquidos y gaseosos, producidos en boca de pozo, siempre que el precio del gas y crudo efectivamente percibido durante el periodo de cálculo para las mismas, se encuentre por debajo de cuatro dólares por millón de btu (4,00 USD/MMbtu) para el caso del gas y de sesenta dólares por barril (60 USD/bbl) para el caso del petróleo crudo.

Toda vez que los valores del petróleo crudo y/o gas natural efectivamente percibidos por el concesionario sobre la producción computable del área obtenida a través de técnicas de explotación no convencional sea igual o supere los dólares estadounidenses sesenta por barril (USD 60/bbl), para el caso del petróleo crudo y dólares estadounidenses cuatro por millón de btu (USD 4,00/MMbtu), para el caso del gas, la regalía aplicable será del doce por ciento (12%).

Durante el Plan Piloto y con posterioridad al plazo decenal referido en el párrafo anterior, el concesionario abonará en concepto de regalía el doce por ciento (12%).

Deberá el concesionario asegurar que dispone de las instalaciones necesarias para poder contabilizar por separado las producciones provenientes de objetivos convencionales de las que correspondan a objetivos no convencionales, sujeto al control y aprobación de la Autoridad de Aplicación. En tanto no se haya acreditado dicho procedimiento, a satisfacción de la Autoridad de Aplicación, toda la producción quedará sujeta al esquema de regalías aplicables al hidrocarburo convencional establecido en el artículo 7 del presente decreto (Anexo II).

Artículo 9º – BONO DE EXPLOTACIÓN

En un plazo de treinta (30) días corridos, posteriores a la fecha de aprobación por la Autoridad de Aplicación del Plan de Desarrollo decenal, el concesionario deberá pagar un “BONO DE EXPLOTACIÓN” (“BE”) igual a la resultante de multiplicar las reservas de crudo expresadas en barriles y a las de gas expresadas en MMBtu, comprobadas remanentes y asociadas a la explotación convencional de hidrocarburos que se estime existan al día 23 de enero de 2027 (es



decir, el día en que se hubiese producido el vencimiento de la primera prórroga de la concesión original) por el dos por ciento (2%) del precio promedio de cuenca, aplicable a los respectivos hidrocarburos, durante los dos (2) años anteriores al momento del otorgamiento de la presente Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos.

Artículo 10 – RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIA

APORTE OBLIGATORIO 1: El concesionario deberá construir en beneficio de la Provincia y poner a su disposición, en concepto de APORTE OBLIGATORIO N° 1, en un plazo de doce (12) meses a partir de la fecha de publicación del presente decreto, un inmueble de oficinas, a construirse en un predio de propiedad de la Provincia para ser utilizado como oficinas por la Secretaría de Ambiente y Ordenamiento Territorial (el detalle se incluye en el Anexo III). A partir de la entrega a la Provincia de la obra terminada quedará su mantenimiento a cargo de la Provincia.

APORTE OBLIGATORIO 2: El concesionario deberá reformar en beneficio de la Provincia y en concepto de APORTE OBLIGATORIO N° 2, el inmueble que la Dirección de Hidrocarburos utiliza para las inspecciones en el sur de la provincia, el cual se ubica en Malargüe. Dicha obra deberá ejecutarse en un plazo de doce (12) meses a partir de la fecha de publicación del presente decreto. El detalle de la modificación se incluye dentro del Anexo III del presente decreto.

APORTE DE APOYO A LA COMUNIDAD: El concesionario deberá abonar a la Provincia un aporte excepcional equivalente al Bono de Explotación, el cual será denominado APORTE DE APOYO A LA COMUNIDAD (“AAP”), el que una vez percibido, será entregado por la Provincia, a la Municipalidad de Malargüe para su utilización en obras o actividades que tengan impacto positivo en dicha comunidad. El AAC será abonado a la Provincia al año siguiente de abonado el Bono de Explotación.

Artículo 11 – COMPRE MENDOCINO: En todas las contrataciones que el concesionario, sus contratistas y subcontratistas, realicen en el marco de la Concesión, estos deberán emplear como mínimo un setenta y cinco por ciento (75 %) de mano de obra mendocina (considerándose mendocinos, a aquellos que acrediten una residencia en la Provincia de Mendoza, mayor a tres (3) años anteriores al momento de realizarse la contratación; y en el mismo porcentaje, las empresas proveedoras y de servicio (considerándose empresa local a aquellas que hayan sido constituidas y/o tengan su domicilio social en la Provincia de Mendoza y tributen en la misma).

El Concesionario 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 mendocinos, 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 Provincia, en condiciones equivalentes de capacidad, responsabilidad, calidad y precio.

Artículo 12 – La Autoridad de Aplicación ejercerá el control del Plan Piloto y en su caso del Plan de Desarrollo, pudiendo solicitar toda la información que considere necesaria para realizar las inspecciones en el área. La Autoridad de Aplicación podrá informar al concesionario sobre cualquier demora que verifique, solicitándole un nuevo plan tendiente a lograr el cumplimiento de dichos planes dentro de plazos razonables.



Artículo 13 – El concesionario deberá presentar y ejecutar anualmente un plan destinado al abandono definitivo de pozos hidrocarburíferos, inyectores y/o cualquier perforación inactiva dando estricto cumplimiento a las normas y procedimientos previstos por la Resolución de la Secretaría de Energía y Combustibles de la Nación N° 5/96 y/o cualquier otra norma provincial o nacional complementaria o sustitutiva dictada para dichos fines.

Asimismo, deberá remediar, en plazos razonables, la totalidad de los pasivos, incidentes y situaciones ambientales, generados por la actividad hidrocarburífera, en cualquier parte del área, de acuerdo a las normas vigentes y a los más estrictos estándares de control ambiental, sometiéndose a las indicaciones que en su momento establezca la Autoridad de Aplicación.

Artículo 14 – SEGURO AMBIENTAL En un plazo de treinta (30) días corridos desde la publicación del presente decreto, el concesionario deberá contratar y mantener vigente un seguro ambiental conforme a la Ley General del Ambiente N° 25.675 y resoluciones reglamentarias conjuntas, para las operaciones que realice por sí o a través de terceros y/o sus contratistas o subcontratistas en el área, a satisfacción de la Autoridad de Aplicación.

Artículo 15 – En caso de incumplimiento de cualquiera de las obligaciones a cargo del concesionario conforme el presente Decreto, y marco legal vigente, el concesionario será pasible de las sanciones previstas en la Ley Nacional N° 17.319 y en la Ley Provincial N° 7526.

Artículo 16 – SUPERFICIARIOS. El concesionario deberá indemnizar a los superficiarios del área de conformidad con la normativa vigente, debiendo abonar como mínimo los importes que surjan del Decreto PEN N° 861 de fecha 26 de Julio de 1996, incrementados por Resolución Conjunta N° 1/2016 de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos y la Resolución Conjunta N° 1/2016 de la Secretaría de Agricultura, Ganadería y Pesca, o la normas que la actualicen, sustituyan o reemplacen.

Artículo 17 – El Concesionario deberá dar cumplimiento a todo lo previsto en el presente Decreto, a las prescripciones de la Ley Nacional N° 17.319 y modificatorias; a la legislación nacional de la República Argentina; Leyes Provinciales N° 7.526, 5961 y demás normas complementarias y reglamentarias que correspondan. Respecto de la disponibilidad del crudo o el gas producido, las concesionarias deben dar cumplimiento a lo dispuesto en el Decreto Nacional N° 1277/12, modificado por Decreto N° 272/16; Artículo 15 del Decreto Nacional N° 1055/89; Artículos Nros. 1º, 6º y 9º del Decreto Nacional N° 1212/89, Artículo 3º y 5º del Decreto Nacional N° 1589/89.

Artículo 18 – Instrúyase a la Escribanía General de Gobierno, de conformidad con lo previsto en el Artículo 19º de la Ley Provincial N° 7.526 y Artículo 55 de la Ley Nacional N° 17.319, a protocolizar sin cargo, el presente Decreto.

Artículo 19 – El presente Decreto será refrendado por el Señor Ministro de Economía, Infraestructura y Energía y por la Señora Ministra de Hacienda y Finanzas.

Artículo 20 - Comuníquese, publíquese, dése al Registro Oficial y archívese.

LIC. ALFREDO V. CORNEJO

LIC. MIGUEL LISANDRO NIERI
Ministerio de Gobierno, Trabajo y Justicia.



a/c. del Ministerio de Economía,
Infraestructura y Energía.

C.P.N. MARIA PAULA ALLASINO

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este(a) Aviso Oficial se publican en la edición web del Boletín Oficial del Gobierno de Mendoza --www.boletinoficial.mendoza.gov.ar--y también podrán ser consultados en la Sede Central de esta dirección Provincial (Av. Peltier 351 - 1° subsuelo - Cuerpo Central - Capital - Mendoza)

Publicaciones: 1

Fecha de Publicación	Nro Boletín
01/04/2019	30824

Cad N°: