MINISTERIO DE ECONOMIA Y ENERGIA
Decreto Nº 950

MENDOZA, 08 DE JUNIO DE 2022

Visto el expediente EX-2021-05415470-GDEMZA-DHIDRO#MEIYE; y

CONSIDERANDO:

Que en fecha 10/05/2021 Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. mediante nota NO-2021-02770056-GDEMZA-DHIDRO#MEIYE solicita una segunda prórroga de la concesión de explotación de hidrocarburos sobre el área CNQ-1 “El Sosneado”.

Que el Artículo 1 del Decreto N° 3165/11 aprobó el Acta Acuerdo, mediante la cual se prorrogó la concesión de explotación sobre el Área Hidrocarburífera CNQ-1 "El Sosneado" en el marco de la convocatoria pública a las concesionarias de explotación de áreas hidrocarburíferas situadas en la Provincia de Mendoza, aprobada, por los Decretos Nros. 1547/10 y 3089/10, extendiendo su plazo original hasta el 5 de septiembre de 2025 en los términos de los Artículos 35 y 41 de la Ley N° 17319, por el término de diez (10) años a partir del vencimiento de su plazo original de otorgamiento del área; 6 de septiembre de 2015.

Que en el artículo 3.6. denominado Compromiso de Inversión y Gastos Operativos del Acta Acuerdo citada, la Concesionaria se comprometió a ejecutar hasta la fecha de vencimiento de la concesión, incluyendo el período de prórroga de diez (10) años otorgado, un plan de trabajo global compuesto de gastos operativos e inversiones que incluían, tareas de exploración, desarrollo de reservas de petróleo y gas natural, la construcción de instalaciones de producción, de acondicionamiento, de separación y transporte de hidrocarburos, saneamiento y mantenimiento ambiental, por un monto total de dólares estadounidenses cincuenta y seis millones cuatrocientos veinte mil (USD 56.420.000).

Que, del monto consignado, debían destinarse al menos dólares estadounidenses diecinueve millones trescientos noventa mil (USD 19.390.000) a inversiones en exploración y desarrollo a realizarse hasta el año 2025 en el ámbito de la Provincia, habiéndose estimado los costos operativos asociados en dólares estadounidenses treinta y siete millones treinta mil (USD 37.030.000).

Que el Acta Acuerdo también incluía una serie de obligaciones de la Concesionaria reguladas por los artículos 3.1. Pago Inicial, 3.2. Canon Extraordinario de Producción, 3.3. Canon por Renta Extraordinaria, 3.4. Responsabilidad Social Empresaria, 3.9. Abandono y Remediación, 3.11 Servicio de Vehículos y 4 Información a entregar a la Autoridad de Aplicación.

Que la solicitante declara no adeudar monto alguno en concepto de regalías y cánones por la concesión de explotación de hidrocarburos sobre el área El Sosneado, ni por tributos nacionales ni cargas sociales.

Que la solicitante afirma ser una empresa de energía con más de 95 años de experiencia en la exploración y producción de petróleo crudo y gas natural y la mayor productora de cemento de la Patagonia Argentina.

Que sus principales actividades consisten en la exploración y producción de los yacimientos de petróleo y de gas (upstream) en la cuenca neuquina en Argentina, la cuenca oriental en Ecuador y en menor medida en el valle inferior de la cuenca Magdalena en Colombia.

Que afirma que entre 2011 y 2020, perforó 26 nuevos pozos, es decir 16 pozos adicionales a los comprometidos, reparó 42 pozos existentes, es decir 25 reparaciones en exceso de lo comprometido y reprocesó sísmica 3D. Adicionalmente llevó adelante un estudio especial de la sísmica 3D para la detección de fisuras en Formación Huitrín y Formación Agrio y un estudio integral de reservorio tanto para Formación Huitrín como para Grupo Neuquén.

Que, de esta forma, el monto de las inversiones realizadas ascendió a dólares estadounidenses ochenta y tres millones ochocientos mil (USD 83.800.000) y costos operativos asociados por dólares estadounidenses cincuenta y cinco millones doscientos veinte y dos mil (USD 55.222.000), totalizando a diciembre de 2020 dólares estadounidenses ciento treinta y nueve millones veinte mil (USD 139.020.000).

Que como resultado de estas inversiones la producción del campo pasó de 88,5 m3 /día promedio en el año 2010 a 197,7 m3 /día promedio a diciembre de 2020. Producto de dichas inversiones se desarrollaron las reservas estimadas en 2010 y se incorporaron nuevas reservas, prolongando la vida útil del campo.

Que las reservas de petróleo comprobadas totales (al fin de la vida útil) al 31 de diciembre de 2010 fueron de 287,5 Mm3 mientras que las reservas de petróleo comprobadas totales (al fin de la vida útil) al 31 de diciembre de 2020 ascienden a 400 Mm3, habiéndose producido durante el período 2011-2020 724,6 Mm3 de petróleo.

Que la solicitante en fecha 30/10/2019 presentó una primera propuesta de prórroga, la cual finalmente no fue considerada, la misma incorporaba la perforación de los cuatro (4) de desarrollo, que fueren ejecutados por la solicitante en señal de buena fe y compromiso con la Provincia.

Que dicha propuesta consideraba distintos escenarios de inversión, en función de la regalía a abonar, coincidiendo la propuesta actual con el escenario que comprometía en firma la mayor cantidad de pozos de desarrollo e incorporando una inversión exploratoria en firme y simplificando la fórmula de regalías variable.

Que la propuesta actual es fruto de varias reuniones mantenidas por la solicitante con funcionarios provinciales y refleja los pedidos de mejora y comentarios realizados a la propuesta original.

Que la solicitante se compromete a llevar adelante un plan de inversiones en exploración y desarrollo en firme por dólares estadounidenses dieciocho millones novecientos cincuenta mil (USD 18.950.000), consistente en: 1) la perforación de 6 nuevos pozos de desarrollo por dólares estadounidenses doce millones (USD 12.000.000); 2) la reparación de 12 pozos existentes por dólares estadounidenses dos millones cuatrocientos mil (USD 2.400.000); 3) inversiones en medioambiente e instalaciones por dólares estadounidenses dos millones cincuenta mil (USD 2.050.000); 4) la perforación de 1 pozo exploratorio por dólares estadounidenses dos millones quinientos mil (USD 2.500.000).

Que la solicitante se compromete a llevar adelante un plan de inversiones contingente por un monto máximo de dólares estadounidenses seis millones quinientos mil (USD 6.500.000), compuesto por inversiones adicionales en exploración y desarrollo, con cláusulas especiales que

regularán su vigencia y ejecución. Este compromiso contingente consiste en: 1) la perforación de dos (2) nuevos pozos de desarrollo por dólares estadounidenses cuatro millones (USD 4.000.000); la perforación de un (1) pozo exploratorio por dólares estadounidenses dos millones quinientos mil (USD 2.500.000).

Que la solicitante estima para el mantenimiento y/o sostenimiento de la extracción de petróleo y gas en el área hasta el fin de la vigencia de la actual prórroga (2.035), gastos operativos cercanos a los dólares estadounidenses sesenta millones (USD 60.000.000). Estas erogaciones implican mantenimiento de instalaciones de producción, generación de energía, contratos de servicios petroleros, pulling en pozos productores, contrato de personal, entre otros; los cuales se traducen en movimiento de la cadena de valor y mayores fuentes de trabajo para la Provincia.

Que la solicitante se compromete a abonar un bono de prórroga por dólares estadounidenses quinientos mil (USD 500.000), el cual se ha calculado conforme a los parámetros del Artículo 58 bis de la Ley N° 17319.

Que por medio de la nota NO-2021-04419596-GDEMZA-DHIDRO#MEIYE la solicitante presenta un plan de abandono de pozos.

Que la solicitante propone abonar anualmente un monto equivalente al uno por ciento (1%) del bono de prórroga en concepto de responsabilidad social empresaria y fortalecimiento institucional, cuyo destino será determinado por la autoridad de aplicación. Dicho monto asciende a dólares estadounidenses cinco mil (USD 5.000), pagaderos en pesos al tipo de cambio de compra divisa informado por el Banco de la Nación Argentina el día anterior a la fecha de cada pago y se abonaría el 31 de diciembre de cada año a partir del año 2022 hasta el 2035. También aportará el servicio de una camioneta tipo 4x4, sin chofer.

Que los montos comprometidos en el Acta Acuerdo aprobada por Decreto N° 3165/11 (B.O. 07/12/2011) en concepto de pago inicial (artículo 3.1), responsabilidad social empresaria (artículo 3.4) e impuesto de sellos fueron abonados conforme surge del informe de ATM obrante en página 191/192 y 197 del expediente digitalizado EXDIG-2021-04022326-GDEMZA-DHIDRO#MEIYE.

Que ATM mediante informe IF-2021-04379401-GDEMZA-DGREG_ATM en fecha 21 de julio de 2021 informó que no existía deuda firme por regalías hidrocarburíferas (Artículo 59 Ley N° 17319), canon anual de explotación (Artículo 58 Ley N° 17310), tasa de control (Artículo 19 Ley N° 7911) y canon extraordinario de producción (Artículo 3.2 Acta Acuerdo aprobada por Decreto N° 3165/11), habiendo pagado las obligaciones vencidas a esa fecha.

Que en lo que respecta a las obligaciones de abandono y remediación identificadas en el artículo 3.9 del Acta Acuerdo, aprobada por Decreto N° 3165/11, la Dirección de Protección Ambiental mediante nota NO-2021-04989521-GDEMZA-DPA#SAYOT informó que de acuerdo a lo resuelto en la Resolución N° 140/18 la empresa ha dado cumplimiento a las mismas.

Que la solicitante dio cumplimiento a su obligación de entrega de información a la Autoridad de Aplicación mediante nota NO-2021-04901896-GDEMZA-DHIDRO#MEIYE.

Que el Departamento Económico-Financiero de la Dirección de Hidrocarburos mediante informe IF-2020-01166148-GDEMZA-DHIDRO#MEIYE, afirma que la empresa en el periodo 2011/19 invirtió en el área un total de dólares estadounidenses ochenta y dos millones ochocientos setenta

mil (USD 82.870.000), lo que implica un exceso de inversiones de dólares estadounidenses sesenta y tres millones cuatrocientos ochenta mil (USD 63.480.000).

Que el área de control petrolero mediante informe IF-2021-06262788-GDEMZA-DHIDRO#MEIYE analizó el cumplimiento del compromiso de inversión y gastos operativos de la solicitante, así como las condiciones propuestas para la segunda prórroga de la concesión.

Que dicho informe considera que el excedente de inversión de dólares estadounidenses sesenta y cuatro millones doscientos setenta mil (USD 64.270.000), se traduce en un cuatrocientos treinta y uno por ciento (431%) por demás de la inversión comprometida, logrando el desarrollo de reservas comprobadas y el crecimiento sostenido de la producción en el área; resalta, que al tercer año de darse la aprobación de la primera prórroga, a finales de 2014, ya se había superado el compromiso total de inversión (2011–2025) siendo las actividades de mayor impacto perforación y reparaciones de pozos.

Que a la fecha de la presentación se encuentran perforados ciento cuarenta y un (141) pozos, de los cuales ochenta y siete (87) figuran como petrolíferos, de los cuales ochenta (80) son pozos activos (Extracción Efectiva) para abril de 2021; con una producción mensual de petróleo de 165 m3 promedio y hasta la fecha ha logrado obtener una producción acumulada de 2.171 km3 de petróleo en toda el área.

Que desde el 2012 hasta el año 2018 se mantuvo un volumen de producción de 800 m3 /día de agua, representando el 82% de la producción total de líquido; volumen que debe ser tratado e reinyectado en el yacimiento, lo cual incrementa los costos operativos del área.

Que desde el año 2011 se ha llevado a cabo una campaña de perforación de pozos productores, alcanzando ochenta y tres (83) pozos productores activos a finales del año 2019, siendo esto directamente proporcional a la producción de petróleo del área, obteniendo un incremento significativo de la misma, que demuestra el éxito logrado desde entonces en esta etapa de explotación.

Que la producción del bloque, en el periodo 2019 – 2021, se rige por una declinación normal tipo hiperbólica de aproximadamente 20% a fin de periodo, y de no haber realizado las actividades y/o inversión de crecimiento en el área, los índices de producción para el año 2021, según la proyección de la curva, estarían por debajo de 20 m3/día. Sin embargo, en agosto de 2021 el área producía por encima de los 200 m3/día.

Que, para el cierre de 2020, se han declarado un total de reservas comprobadas remanentes de 400 Mm3 al fin de su vida útil y como Recurso contingente, un total de 519 Mm3 (miles de m3) de petróleo y 53 MMm3 (millones de m3) de gas; mientras que luego de la aprobación de la primera prórroga, las reservas comprobadas de petróleo eran de 326 Mm3 a Fin de Vida Útil (diciembre de 2011).

Que el bono de prórroga equivalente a dólares estadounidenses quinientos mil (USD 500.000) fue objeto del siguiente análisis.

Que para la obtención del mismo se tuvo en cuenta: 1) reservas comprobadas a Fin de Vida Útil al cierre de 2020 certificadas por la Secretaría de Energía de la Nación equivalentes a 400 Mm3; 2) que según los pronósticos de producción, bajo las condiciones actuales de operación, se podrían recuperar unos 213 Mm3 hasta septiembre de 2025 (reservas comprobadas remanentes al fin de

la concesión); 3) que el volumen de reservas comprobadas remanentes al final del periodo de vigencia de la concesión, en función de esos datos sería de 187 Mm3; 4) un precio promedio ventas período 2019-2020 (USD/m3) USD 42,5 /barril (bbl) = USD 267,1 /m3.

Que la diferencia entre el máximo de bono de prórroga a solicitar (USD 998.954) conforme Artículo 58 bis Ley N° 17319 y lo ofrecido (USD 500.000), se justifica con la incorporación al compromiso de inversión en firme de un pozo exploratorio por dólares estadounidenses dos millones quinientos mil (USD 2.500.000).

Que este compromiso exploratorio en firme, garantiza el estudio de una nueva zona no desarrollada con un posible hallazgo de nuevos horizontes económicos dentro del área, lo que implica un incremento de sus reservas remanentes y la propuesta de un futuro plan de desarrollo, con la perforación de nuevos pozos productores para su explotación racional, logrando así la comercialización de dichos recursos.

Que de ser exitosa la perforación de este pozo exploratorio, el mismo presentaría una producción de petróleo adicional a la producción efectiva del área, logrando acumular a fin de periodo (2035) un total de 16.500 m3 de petróleo según pronósticos, lo que representa una recaudación por regalías más ingresos brutos de dólares estadounidenses setecientos cuarenta y cinco mil seiscientos diecisiete (USD 745.617), significando un ingreso superior a lo que se dejara de percibir por el pago de un bono de prórroga menor al máximo aplicable por ley.

Que la solicitante propone una nueva fórmula de regalías variables, en función del precio de venta la cual, de acuerdo a lo expresado por la solicitante, generaría una mejor distribución de riesgo-beneficio entre concesionaria y Provincia, incentivando la inversión incluso en escenarios de precios bajos, aumentando la participación de la Provincia a través de regalías en escenarios de precios altos.

Que esta propuesta fue analizada por el Departamento de Control Petrolero en forma exhaustiva, teniendo en cuenta distintos escenarios y tomando como variables: precio del crudo, ejecución de inversiones en firme y producción acumulada de petróleo resultante de las inversiones en firme y porcentaje de regalías que corresponda para cada escenario.

Que, en ambos escenarios al tener una producción incremental asociada al plan de inversiones, sin importar el precio del barril, la recaudación para la Provincia es igual o mayor con el esquema de regalías propuesto.

Que en el orden 46 se incorporó el informe técnico IF-2022-02051521-GDEMZA-DHIDRO#MEIYE del citado Departamento, el cual consideró que las metodologías de cálculo del pronóstico de producción empleadas por la Concesionaria son apropiadas, que la calidad de los datos utilizados, profundidad y minuciosidad del proceso de estimación son adecuados y que los pronósticos de producción son razonables por lo que las propuestas de perforación de pozos de desarrollo y reparación de pozos existentes tienen un alto grado de certidumbre, con lo cual la producción asociada tendría una alta probabilidad de éxito, sin que esto implique de manera alguna una garantía o predicción de los resultados.

Que esta solicitud implica una modificación contractual prevista por el marco legal vigente en particular los Artículos 12 de la Ley N° 7526, 112 bis de la Ley N° 9003, 35 y 59 de la Ley N° 17319 y 1110 del Código Civil y Comercial de la Nación, conclusión en la que coincidieron Asesoría Legal

de la Dirección de Hidrocarburos, Dirección de Asuntos Legales del Ministerio de Economía y Energía, Asesoría de Gobierno y Fiscalía de Estado.

Que el control del pago de la regalía acordada con la Concesionaria de explotación de hidrocarburos es realizado por la Dirección de Regalías, quien cuenta con las atribuciones necesarias para determinar y/o requerir los elementos de prueba necesarios para verificar el precio percibido que eventualmente determinará el porcentaje de regalía variable.

Que, en cuanto al plan de inversiones, lo considera viable y conveniente para el desarrollo racional del área, teniendo en cuenta que se tiene previsto realizar todas las actividades propuestas en el periodo previo al inicio de la Prórroga (2022 – 2025) garantizando la continuidad de desarrollo eficiente, una mayor recaudación de fondos y mayor producción acumulada a fin de periodo.

Que las características propias de los trabajos a realizar revisten una trascendencia tal, que requieren de una capacidad técnica y económica acorde con las obligaciones derivadas de dicha actividad. La primera, es pública y notoria en virtud de la actual operación de la solicitante en el área mientras que la económica ha sido ratificada por medio del informe NO-2021-04858891-GDEMZA-DHIDRO#MEIYE del Departamento Económico-Financiero de la Dirección de Hidrocarburos.

Que, habiendo cumplido con todos los requisitos técnicos, económicos y legales, en particular los establecidos en los Artículos 3, 11 y 12 de la Ley N° 7526 y 5, 31, 32, 35 y 58 bis de la Ley N° 17319, corresponde prorrogar la concesión de explotación de hidrocarburos sobre el área CNQ-1 El Sosneado, por el término de diez (10) años a contar desde el 6 de septiembre de 2025 hasta el 6 de septiembre de 2035.

Que atento que el presente decreto debidamente publicado en el Boletín Oficial y la constancia de su inscripción en el Registro de Áreas creado por Ley Nº 9137 conforman el título definitivo de la concesión de explotación de hidrocarburos, la Autoridad de Aplicación procederá a extender la constancia de su inscripción en el Registro de Áreas Ley Nº 9137.

Que han tomado debida intervención Asesoría Letrada de la Dirección de Hidrocarburos, Dirección de Asuntos Jurídicos del Ministerio de Economía y Energía, Asesoría de Gobierno y Fiscalía de Estado,

Por ello, de acuerdo a lo dispuesto por el Artículo 124° de la Constitución Nacional, Artículo 1º de la Constitución Provincial, las Leyes Nacionales Nros. 17319, 26197 y 27007, Leyes Provinciales Nros. 7526, 9206 y 9003.

EL

GOBERNADOR DE LA PROVINCIA

D E C R E T A:

Artículo 1º - Prorróguese a favor de Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. la concesión de explotación de hidrocarburos sobre el área CNQ-1 El Sosneado por el término de diez (10) años a contar desde el 6 de septiembre de 2025, hasta el 6 de septiembre de 2035 de conformidad con lo establecido en los Artículos 9, 11 y 12 y siguientes de la Ley N° 7526, 30, 31, 35 y siguientes de la Ley N° 17319, sus normas reglamentarias y complementarias.

Artículo 2º - La Concesionaria abonará a la Provincia de Mendoza en concepto de bono de prórroga, la suma de dólares estadounidenses quinientos mil (USD 500.000). El bono de prórroga será cancelado en doce (12) cuotas mensuales, iguales y consecutivas, pagaderas el día 10 de cada mes venciendo la primera el 10 de julio de 2022, en pesos al tipo de cambio vendedor billete informado por el Banco de la Nación Argentina del día anterior a la fecha de cada pago.

Artículo 3º - PLAN RACIONAL DE EXPLOTACIÓN. La Concesionaria deberá realizar la Inversión Comprometida equivalente a dólares estadounidenses dieciocho millones novecientos cincuenta mil (U$S 18.950.000) consistente en: 1) la perforación de seis (6) nuevos pozos de desarrollo por dólares estadounidenses doce millones (USD 12.000.000), 2) la reparación de doce (12) pozos existentes por dos millones cuatrocientos mil (USD 2.400.000), 3) inversiones en medioambiente y facilidades por dólares estadounidenses dos millones cincuenta mil (USD 2.050.000), 4) la perforación de un (1) pozo exploratorio por dólares estadounidenses dos millones quinientos mil (USD 2.500.000) de conformidad con el cronograma de inversiones establecido en el Anexo I del presente decreto. En junio de 2026 la CONCESIONARIA deberá presentar a la AUTORIDAD DE APLICACIÓN, un plan de desarrollo sobre la actividad que se prevé realizar en la CONCESION, indicando cronograma de trabajo por cada año y montos proyectados de inversión, a ejecutar durante los años restantes de la prórroga, los que deberán ajustarse a las pautas y criterios previstos en el Artículo 31° de la Ley Nº 17319. Las condiciones establecidas en la presente prórroga comenzarán a regir a partir del 01/07/2022 y hasta la finalización de la concesión de explotación de hidrocarburos prorrogada conforme artículo 1 de la presente norma legal.

Artículo 4° - COMPROMISO DE INVERSIÓN CONTINGENTE. La Concesionaria asume como compromiso de inversión contingente en el área, la perforación de dos (2) pozos de desarrollo por la suma de dólares estadounidenses cuatro millones (USD 4.000.000) y la perforación de un (1) pozo exploratorio por la suma de dólares estadounidenses dos millones quinientos mil (USD 2.500.000). El compromiso de inversión para la perforación de los pozos de desarrollo adicionales, el mismo entrará en vigor y será obligatorio en la medida que se diera, en forma conjunta y con anterioridad al 31/12/2025, el cumplimiento de las siguientes condiciones: 1) Con posterioridad a la perforación de los pozos de desarrollo comprometidos en firme, la certificación anual de reservas, llevada a cabo por el certificador independiente de reservas, valide la perforación de al menos dos (2) posiciones bajo la categoría de reservas probadas no desarrolladas; 2) Luego de confirmado lo detallado en el punto anterior, se realizará un análisis económico-financiero a cargo de dicho certificador de reservas, para demostrar la economicidad de dichas inversiones. Para dicho análisis, además de los costos reales de los pozos, se contemplarán las inversiones adicionales en instalaciones de ser necesarias. Dicho análisis debe resultar en una TIR superior al quince por ciento (15%) anual o un valor presente neto positivo a una tasa de descuento del quince por ciento (15%) anual. La Concesionaria deberá informar seis (6) meses después de la perforación de los pozos de desarrollo comprometidos o en su defecto al 01/06/2024 el estado de cumplimiento de las condiciones citadas. Dicho estado deberá comunicarse semestralmente. El compromiso de inversión para la perforación del pozo exploratorio, el mismo entrará en vigor, y será obligatorio para la Concesionaria, en la medida que se diera, en forma conjunta y con anterioridad al 31/12/2025, el cumplimiento de las siguientes condiciones: 1) durante un periodo de doce (12) meses corridos previos a llevar adelante la perforación de dicho pozo exploratorio, el precio promedio efectivamente percibido supere el valor de USD 55/bbl (bbl: por barril); 2) durante los últimos tres meses previos a llevar adelante la perforación, el precio promedio también debe superar dicho precio de USD 55/bbl. El precio mencionado debe ser el monto efectivamente percibido, equivalente en pesos a un tipo de cambio oficial vendedor publicado por el Banco de la Nación Argentina el día anterior a su cálculo. Dado que las condiciones previamente establecidas

deben cumplirse con anterioridad al 31 de diciembre de 2025, la certificación de reservas del 2025 se tomará al 31 de diciembre de 2025, independientemente de su fecha posterior de emisión, ello exclusivamente a los fines de determinar el cumplimiento de las condiciones antes referidas en cuanto a la economicidad de cada proyecto anteriormente mencionado. Trimestralmente la Concesionaria deberá informar a la Autoridad de Aplicación el precio promedio efectivamente percibido en los doce (12) meses corridos previos y el precio promedio efectivamente percibido en los tres (3) meses corridos previos. Cumplidas cualquiera de las condiciones, la Concesionaria presentará el cronograma de trabajo el cual estará sujeto a la aprobación de la Autoridad de Aplicación.

Artículo 5º - La Concesionaria tendrá la libre disponibilidad de los Hidrocarburos que se produzcan en el área, de conformidad con la Ley N° 17319 y sus normas reglamentarias.

Artículo 6º - La Concesionaria estará sujeta durante la vigencia de la actual prórroga de la concesión de explotación de hidrocarburos a las normas de alcance general que regulan la imposición tributaria, según el régimen nacional vigente o el que lo sustituya y al provincial vigente. La Concesionaria pagará anualmente y por adelantado por cada Km2 o fracción, el Canon de Explotación previsto por el artículo 21° de la Ley Nº 7526 y sus normas reglamentarias y complementarias. La Concesionaria tendrá a su cargo el pago de la Tasa de Control Hidrocarburífera, prevista en la Ley Nº 9137.

Artículo 7º - REGALÍA. La Concesionaria estará obligada a pagar mensualmente al Estado Provincial en concepto de regalías sobre el producido de los hidrocarburos líquidos, extraídos en boca de pozo y gas natural, un porcentaje del doce por ciento (12%).

Artículo 8° - REGALÍA VARIABLE EN FUNCIÓN DEL PRECIO DE VENTA DEL PETROLEO LÍQUIDO. La Concesionaria estará obligada a pagar mensualmente al Estado Provincial en concepto de regalía variable en función del precio de venta del petróleo líquido extraído en boca de pozo, un porcentaje resultante de la fórmula: RTP: RFP + RVP Donde: RTP: regalía total de petróleo RFP: regalía fija de petróleo RVP: regalía variable de petróleo Precio P: precio promedio ponderado del petróleo efectivamente percibido por la empresa en el periodo determinado expresado en dólares por barril. Detalle de la fórmula RFP: 12% RVP: 0%, para todo Precio P comprendido en el intervalo [0;45] RVP: (Precio P - 45) * 0,3%, para todo Precio P comprendido en el intervalo [45;65] RVP: 6%, para todo Precio P comprendido en el intervalo [65; ∞] Tal que: 0% ≤ RVP ≤ 6% (RVP adopta como límite inferior el valor de 0% y como límite superior el valor de 6%).

Artículo 9° - REGALÍA VARIABLE EN FUNCIÓN DEL PRECIO DEL VENTA DEL GAS NATURAL. La Concesionaria estará obligada a pagar mensualmente al Estado Provincial en concepto de regalía variable en función del precio de venta del gas natural extraído en boca de pozo, un porcentaje resultante de la fórmula: RTG = RFG + RVG Donde: RTG: Regalía Total de Gas RFG: Regalía Fija de Gas RVG: Regalía Variable de Gas Precio G: precio promedio ponderado del gas efectivamente percibido por la empresa en el período determinado expresado en dólares por millón de Btu. Detalle de la fórmula: RFG = 12% RVG = 0%, para todo PrecioG comprendido en el intervalo [0;2] RVG = (PrecioG – 2) * 2%, para todo PrecioG comprendido en el intervalo [2;5] RVP = 6%, para todo PrecioG comprendido en el intervalo [5; ∞]; Tal que: 0% ≤ RVG ≤ 6% (RVG adopta como límite inferior el valor de 0% y como límite superior el valor de 6%)

Artículo 10° - PROGRAMA DE ABANDONO DE POZOS. La Concesionaria deberá : 1) abandonar en forma definitiva y de acuerdo a la Resolución N° 5/96 de la SEN y demás normativa aplicable

durante los años 2.021 y 2.022, a razón de cuatro (4) pozo durante el 2021 y ocho (8) pozos durante el 2022, los pozos: PAC-200, RAr.a-201, S-38, S-205, CT.x-1, CT.x-3, RAr.x-1, S-140, S.a-4, S.a-7, S.a-9 y SN.x-1; 2) abandonar en forma definitiva y de acuerdo a la Resolución n° 5/96 de la SEN y demás normativa aplicable durante el 2023 los pozos CT.x-4, PAC.e-2, PAC.e3, PAC.e-4, PAC.x-1, PACS.x-1 y PAE.x-1, siempre y cuando no surgieren nuevos estudios y/o condiciones por los cuales se recomiende no proseguir con el abandono de estos pozos. En caso de surgir evidencias que recomendasen la reevaluación de alguno de dichos pozos, la Concesionaria presentará a la Autoridad de Aplicación un informe técnico para recategorizar su estado, sujeto a su aprobación; 3) los pozos S-123, S-129, S-134, S-145, S-149, S-151, S-207, S-229, S.a-15, S.a-16, S.a-17, S.a-19, S.a-20, S.a-21, S.a-22, S.a-24, S.a-27, S.a-28, S.a-152 y S.e-2 permanecerán en espera de definición hasta el 31/12/2023, momento hasta el cual la Concesionaria reunirá información de estos pozos y pozos cercanos, con el propósito de definir un plan de acción. Esta información será presentada a la Autoridad de Aplicación junto con un plan de trabajo, sujeto a su aprobación. En función de dicho plan se determinarán los pozos, que serán reactivados o reservados para proyectos futuros y los que serán abandonados. La Concesionaria dará cumplimiento con el abandono definitivo de los pozos en la categoría “A Abandonar” luego del plazo de estudio, durante los años 2024 y 2025.

Artículo 11º - APORTE FORTALECIMIENTO INSTITUCIONAL. La Concesionaria, tendrá a su cargo el pago del Aporte de Fortalecimiento Institucional, consistente en un monto equivalente a dólares estadounidenses sesenta y cinco mil (U$S 65.000) pagadero en trece (13) cuotas anuales, iguales y consecutivas de dólares estadounidenses cinco mil (U$S 5.000). Los mismos serán liquidados cada 31 de diciembre a partir del año 2022 hasta el 2035, al tipo de cambio vendedor billete informado por el Banco de la Nación Argentina el día anterior a la fecha de cada pago. Dicho aporte será destinado para la adquisición de bienes muebles, inmuebles y/o ejecución de servicios que oportunamente indique la Dirección de Hidrocarburos y/o el organismo que en el futuro lo reemplace conforme establece el Artículo 99 de la Ley N° 17319.

Artículo 12° - SERVICIO DE CAMIONETAS. La Concesionaria tendrá a su cargo el servicio de una camioneta tipo 4x4, sin chofer. El vehículo mencionado estará a disposición de la Dirección de Hidrocarburos y/o el organismo que la reemplace en el futuro durante setenta y cinco (75) horas semanales de lunes a domingo y hasta el fin del plazo de la concesión. El vehículo deberá cumplir con todos los estándares de seguridad exigidos por las normas de seguridad e higiene para poder circular dentro de los yacimientos y con los seguros exigidos por las normas provinciales y nacionales y/o las que en el futuro se dicten. El vehículo deberá renovarse cada (2) dos años o bien cuando haya recorrido cien mil (100.000) km y la Concesionaria tendrá a su cargo todas las tareas de mantenimiento necesarias para la correcta disponibilidad del vehículo, mientras que la Provincia estará a cargo de los gastos de combustible. A efectos del cumplimiento, presentará ante la Dirección de Hidrocarburos y/o el organismo que la reemplace en el futuro como Autoridad de Aplicación, mensualmente, los comprobantes de pago de: seguro de circulación, impuesto automotor, y/o todas las demás obligaciones que surjan para el funcionamiento del vehículo. La Provincia será responsable por el uso negligente y/o inadecuado que se haga del vehículo, en especial la aplicación de multas por violaciones a las normas de tránsito.

Artículo 13º - COMPRE MENDOCINO. En todas las contrataciones que realice en el marco de la Concesión de Explotación, así como sus contratistas y subcontratistas, la Concesionaria deberá 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). La Concesionaria 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 14º - La Concesionaria deberá indemnizar a los propietarios superficiarios por los perjuicios que les causaren con sus actividades, en los términos y procedimientos establecidos por el Artículo N° 24 de la Ley Provincial N° 7526 y supletoriamente por lo establecido en los Artículos Nros. 66 y 100 de la Ley N° 17319. Deberá pagar, como mínimo el importe que fijan las resoluciones conjuntas que dicta la actual Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos de la Nación y la Secretaría de Agricultura Ganadería y Pesca, o los organismos que los sustituyan, informando al superficiario, previo a la realización de los trabajos, la individualización de todas las instalaciones y superficie afectada por la actividad que se desarrollará en el ÁREA.

Artículo 15º - La Concesionaria deberá presentar la Manifestación General de Impacto Ambiental en los términos establecidos por la Ley Provincial N° 5961, sus Decretos Reglamentarios Nros. 437/93 y 170/08, la Resolución N° 25/04 de la Secretaría de Energía de la Nación y toda otra norma que resulte de aplicación.

Artículo 16º - La Concesionaria deberá llevar un registro actualizado del saneamiento de sus PASIVOS AMBIENTALES y su correspondiente remediación, el cual deberá estar disponible ante el requerimiento de la Autoridad de Aplicación Ambiental y cumplimentar los requerimientos del Departamento General de Irrigación.

Artículo 17° - SEGURO AMBIENTAL La Concesionaria deberá contratar un seguro ambiental conforme a la Ley General del Ambiente Nº 25675 y normas reglamentarias.

Artículo 18º - CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR. En el supuesto de Caso Fortuito o de Fuerza Mayor, los derechos y obligaciones de la Concesionaria que surgen del presente decreto y de las normas aplicables, serán suspendidos mientras dure dicha causa debidamente autorizada conforme el procedimiento establecido en el presente artículo. La parte afectada notificará esa circunstancia a la Autoridad de Aplicación, informando la duración y extensión de la suspensión, si será total o parcial y la naturaleza del Caso Fortuito o de Fuerza Mayor, debiendo la Autoridad de Aplicación emitir resolución fundada que tipifique la situación de excepción. Las obligaciones así suspendidas retomarán su obligatoriedad tan pronto como desaparezca la causa de Caso Fortuito o de Fuerza Mayor, debiendo notificar este hecho a la Autoridad de Aplicación. La Concesionaria no podrá invocar como caso de Fuerza Mayor los condicionamientos razonables que surjan de la resolución aprobatoria de la Declaración de Impacto Ambiental si estuviesen fundados en restricciones que conocía o hubiese podido razonablemente conocer al momento de la presentación de su oferta. En consecuencia, la Concesionaria asume totalmente los riesgos de esos resultados, los que bajo ninguna circunstancia podrán invocar a los fines de justificar una situación de incumplimiento. El tiempo que requiera la obtención de la Declaración de Impacto Ambiental no podrá justificar una situación de Caso Fortuito o Fuerza Mayor, excepto que se demuestre la debida diligencia en el trámite y su obstaculización por un hecho o acto ajeno al mismo.

Artículo 19º - La mora operará de manera automática y de pleno derecho, salvo en aquellos casos en que la obligación no tenga una fecha de vencimiento determinada, en cuyo caso para constituir en mora a la Concesionaria, la Autoridad de Aplicación deberá interpelarla previamente, en forma fehaciente, al DOMICILIO LEGAL, dentro de los plazos que correspondan de acuerdo a la naturaleza de la obligación en cuestión.

Artículo 20° - La situación de mora e incumplimiento se reglará por lo dispuesto en el presente decreto, normas provinciales y nacionales vigentes.

Artículo 21º - La Concesionaria deberá dar cumplimiento a todo lo previsto en el presente decreto; a las prescripciones de la Ley Nacional Nº 17319 y modificatorias; a la legislación nacional de la República Argentina; Leyes Provinciales Nros. 7526, 5961, 8423, 8517 y demás normas complementarias y reglamentarias que correspondan.

Artículo 22º - Por medio de la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Economía y Energía notifíquese la presente norma legal a la adjudicataria, a la Dirección de Protección Ambiental de la Secretaría de Ambiente y Ordenamiento Territorial y a la Dirección de Regalías y oportunamente inscríbase en el Registro de Áreas Ley Nº 9137.

Artículo 23º - Comuníquese, publíquese, dése al Registro Oficial y Archívese.

DR. RODOLFO ALEJANDRO SUAREZ

LIC. ENRIQUE ANDRÉS VAQUIÉ

NOTA: El/los Anexo/s que integra/n este Aviso Oficial se publican en el siguiente link: Anexo
o podrán ser consultados en la edición web del Boletín Oficial de la Provincia de Mendoza
www.mendoza.gob.ar/boletinoficial
Publicaciones: 1

Fecha de Publicación	Nro Boletín
10/06/2022	31638