



**Provincia del Neuquén**  
2025

**Número:**

**Referencia:** EX-2024-01299975- -NEU-SEMH#MERN - CONCESIÓN EXPLOTACIÓN NO CONVENCIONAL HIDROCARBUROS ÁREA NARAMBUENA -

---

**VISTO:**

El Expediente Electrónico EX-2024-01299975- -NEU-SEMH#MERN del registro de la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos, dependiente del Ministerio de Energía y Recursos Naturales, las Leyes 17.319, 24.145 y 26.197, el Decreto N° 1057/24, la Ley 2615, los Decretos N° 771/15 y DECTO-2021-2183-E-NEU-GPN; las Resoluciones N° 053/20 y N° 142/21 del Ministerio de Energía y Recursos Naturales; y

**CONSIDERANDO:**

Que de conformidad con las Leyes 24.145 y 26.197, YPF Sociedad Anónima resulta titular de la Concesión de Explotación de Hidrocarburos Chihuido de la Sierra Negra, cuyo plazo fue extendido por la Ley 2615;

Que mediante Decreto N° 771/15 se autorizó a la empresa YPF Sociedad Anónima, en su carácter de titular de la Concesión de Explotación de Hidrocarburos Chihuido de la Sierra Negra, a ceder el siete por ciento (7%) de su participación en dicha concesión, a favor de la empresa Compañía de Desarrollo No Convencional Sociedad de Responsabilidad Limitada;

Que el mismo Decreto autorizó a la empresa Compañía de Desarrollo No Convencional Sociedad de Responsabilidad Limitada a ceder en garantía el cien por ciento (100%) de su participación en la mencionada Concesión, equivalente al siete por ciento (7%), a favor de la empresa YPF Shale Oil Investment III LLC;

Que por Nota identificada como NO-2024-00891631-NEU-SEMH#MERN las empresas YPF Sociedad Anónima, Compañía de Desarrollo No Convencional Sociedad de Responsabilidad Limitada e YPF Shale Oil Investment III LLC, solicitaron respecto a la Concesión de Explotación Chihuido de la Sierra Negra la escisión de una superficie de doscientos doce con setecientos noventa y tres kilómetros cuadrados (212,793 km<sup>2</sup>) y el posterior otorgamiento de una Concesión de Explotación de Hidrocarburos No Convencional a denominarse Narambuena;

Que en este sentido y considerando la readecuación requerida, las empresas solicitaron, en los términos del Artículo 27° bis de la Ley 17.319, una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos a denominarse Narambuena, indicando que los porcentajes de participación serán cincuenta por ciento (50%) a favor de YPF Sociedad Anónima y cincuenta por ciento (50%) a favor de Compañía de Desarrollo No Convencional Sociedad de Responsabilidad Limitada;

Que a los fines indicados en el referido Artículo 27° bis, en la nota aludida se informaron los aspectos sobresalientes del Plan Piloto, el cual tendrá una duración de cuatro (4) años, consistente en la perforación y terminación de catorce (14) pozos horizontales y las instalaciones asociadas para su puesta en producción, totalizando una inversión de aproximadamente dólares estadounidenses ciento ochenta y un millones doscientos mil (USD 181.200.000);

Que por último, la empresa Compañía de Desarrollo No Convencional solicitó autorización para ceder en garantía a favor de la empresa YPF - Shale Oil Investment III LC, el total de su porcentaje de participación en la Concesión de Explotación No Convencional sobre Nambuena, es decir, un cincuenta por ciento (50%);

Que mediante informe identificado digitalmente como Documento IF-2024-02709235-NEU-EXYTRANS#SEMH, intervino la Dirección de Información y Sistemas Geográficos sin presentar objeciones a las coordenadas de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos a denominarse Nambuena presentadas por las empresas, informando, no obstante, que las mismas son provisorias y quedan a la espera de la mensura, de acuerdo a lo establecido en la Resolución N° 903/93;

Que mediante informe incorporado a las actuaciones como Documento IF-2024-03315893-NEU-EXYTRANS#SEMH, tomó intervención la Dirección General de Reservorio y Producción, informando que los trabajos realizados hasta la fecha en Nambuena, junto con la información obtenida de los cinco (5) pozos horizontales con producción comprobada, cumplen con el objetivo de evaluar las características de la Formación Vaca Muerta como reservorio shale, así como también su productividad, permitiendo estimar el volumen de hidrocarburos que se espera producir con mayor confianza;

Que asimismo informa que, de acuerdo a la evaluación de reservorio realizada por dicha dependencia, con la información disponible en la base de datos de la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos, resulta aceptable la definición de dos (2) Zonas Geológicamente Análogas propuestas por la empresa operadora;

Que también manifiesta que, en referencia a los niveles de interés a navegar en la Formación Vaca Muerta, la empresa identificó cuatro (4) potenciales niveles cuyas características coinciden con los identificados por dicha Dirección General;

Que además explica que el Plan Piloto de cuatro (4) años de duración considera la perforación, completación y puesta en producción de catorce (14) pozos horizontales con objetivo en la Formación Vaca Muerta, de entre mil cien (1100) y dos mil (2000) metros de rama lateral y entre 15 y 28 etapas de fractura, con la construcción de sus respectivas líneas de conducción, la perforación se realizará en cinco (5) PADs, distribuidos en la Zona Geológicamente Análoga Oeste y la Zona Geológicamente Análoga Este;

Que asimismo manifiesta que con la actividad ya realizada y la propuesta en el Plan Piloto de las Zona Geológicamente Análoga Oeste y la Zona Geológicamente Análoga Este, se genera un área de piloto que se extiende hasta la categoría de recurso C1 y C2, con lo cual, en función de los parámetros definidos en la Resolución N° 053/20 del Ministerio de Energía y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén, la delimitación de Nambuena coincide con la proyección del volumen de hidrocarburos deriskado de la Formación Vaca Muerta con la actividad comprometida para el Plan Piloto propuesto en las dos (2) Zonas Geológicamente Análogas;

Que en dicho marco, la mencionada dependencia manifestó que la extensión y distribución de la actividad comprometida para el Plan Piloto de las dos (2) Zonas Geológicamente Análogas permitirá generar un desarrollo integral de las mismas, considerándose entonces que se encuentran dadas las condiciones suficientes para que no sea exigible el pago de un Bono de Extensión de Área;

Que por todo lo expuesto, la Dirección General de Reservorio y Producción consideró que el plan de trabajos propuesto para la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos a denominarse

Narambuena, cumple con los objetivos para evaluar el reservorio de la Formación Vaca Muerta y bajo esos términos considero asimismo razonable otorgar la mencionada Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos;

Que por informe agregado a las actuaciones como Documento IF-2025-00438677-NEU-INGENER#SEMH intervino la Dirección Provincial de Ingresos Energéticos adjuntando certificado de libre deuda de Tasas Retributivas de Servicios a la Actividad Hidrocarburífera identificado como Documento CE-2025-00434532-NEU-INGENER#SEMH, certificado de libre deuda de Regalías y Canon Extraordinario de Producción identificado como Nota NO-2025-00437482-NEU-INGENER#SEMH y certificado de libre deuda de Canon de Exploración y Explotación agregado a las actuaciones como Documento CE-2025-00434539-NEU-INGENER#SEMH, todos ellos correspondientes a la Concesión de Explotación de Hidrocarburos Chihuido de la Sierra Negra;

Que, por lo expuesto, dicha dependencia considera apropiado otorgar la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos a denominarse Narambuena;

Que posteriormente, mediante certificado agregado a las actuaciones como CE2024-02695946-NEU-SAMB#MERN la Secretaría de Ambiente informó el estado de libre deuda para la Concesión de Explotación de Hidrocarburos Chihuido de la Sierra Negra, por las obligaciones en concepto de montos indemnizatorios y/o servidumbres correspondientes a la Ley 2183 y sus normas complementarias;

Que mediante informes agregados a las actuaciones como Documentos IF-2025-00509559-NEU-ECON#SEMH y IF-2025-00536529-NEU-ECON#SEMH, tomó intervención la Dirección Provincial de Economía de la Energía, informando que el plan de trabajos propuesto para la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos a denominarse Narambuena, determinado por el área técnica de la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos, cumple con las premisas que permiten el otorgamiento de una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos;

Que dicha dependencia informó además que del análisis de los valores asumidos en la confección del modelo económico presentado en esta oportunidad y de la metodología utilizada para evaluar el proyecto de desarrollo se concluye que los mismos presentan racionalidad económica por lo que se encuentran presentes las condiciones para demostrar la economicidad y la comercialidad de este, estimándose una Tasa Interna de Retorno equivalente al dieciocho por ciento (18%);

Que finalmente la mencionada Dirección Provincial concluyó que, en concordancia con lo informado por la Dirección Provincial de Ingresos Energéticos en su informe en Documento IF-2025-00438677-NEU-INGENER#SEMH, no observa impedimentos, en el marco de sus competencias para la continuidad del trámite de otorgamiento de una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos a denominarse Narambuena y de la Autorización de Cesión en Garantía del cien por ciento (100%) de la participación que Compañía de Desarrollo No Convencional Sociedad de Responsabilidad Limitada mantendría en dicha Concesión, equivalente al cincuenta por ciento (50%) de la totalidad de los derechos y obligaciones de la misma en los términos del Artículo 73° de la Ley 17.319;

Que mediante nota agregada a las actuaciones como NO-2025-00512872-NEU-MGOB, tomo intervención el Ministro de Gobierno de la Provincia del Neuquén, en respuesta a la nota NO-2025-00498102-NEU-MERN, informando que las tramitaciones enunciadas en la precitada nota no encuadran en los supuestos del Artículo 4° de la Ley 3401, por la cual no corresponde impulsar el procedimiento administrativo especial;

Que, en razón de los informes técnicos favorables de las dependencias de la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos, se propició la firma de un Acta Acuerdo entre el Ministerio de Energía y Recursos Naturales y las empresas YPF Sociedad Anónima y Compañía de Desarrollo No Convencional Sociedad de Responsabilidad Limitada, celebrándose la misma el día 21 de febrero de 2025;

Que en dicho Acta Acuerdo de Inversión Hidrocarburífera se acordó, entre otras cuestiones otorgar a los

Concesionarios una (1) Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos por el término de treinta y cinco (35) años, de acuerdo con lo dispuesto en las Resoluciones del Ministerio de Energía y Recursos Naturales N° 053/20 y N° 142/21, ratificadas por Decreto DECTO-2021-2183-E-NEU-GPN, por la Ley 17.319 y su reglamentación, cuya superficie y coordenadas resultan de la proyección del volumen de hidrocarburos que se espera recuperar en fondo conforme el proyecto mencionado y se definen en el Anexo A del Acta Acuerdo, la que quedará instrumentada y entrará en vigencia a partir de la publicación en el Boletín Oficial del presente Decreto que otorga la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos Narambuena cuyo plazo de concesión será computado desde el 01 de julio de 2024, en los términos del tercer párrafo del Artículo 27° bis de la Ley 17.319;

Que la mencionada Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos será otorgada en cincuenta por ciento (50%) para cada uno de los concesionarios, resultando en consecuencia las participaciones de la siguiente forma: (i) cincuenta por ciento (50%) YPF Sociedad Anónima y cincuenta por ciento (50%) Compañía de Desarrollo No Convencional Sociedad de Responsabilidad Limitada;

Que además se acordó autorizar la cesión en garantía, en los términos del Artículo 73° de la Ley 17.319, de la totalidad del porcentaje de participación de Compañía de Desarrollo No Convencional Sociedad de Responsabilidad Limitada en la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos denominada Narambuena, a favor de YPF Shale Oil Investment III LLC;

Que por su parte, YPF Sociedad Anónima y Compañía de Desarrollo No Convencional Sociedad de Responsabilidad Limitada se comprometieron a llevar adelante un (1) Plan Piloto con objetivo a la Formación Vaca Muerta consistente en la perforación, terminación y puesta en producción de catorce (14) pozos horizontales navegados en la formación Vaca Muerta, con ramas laterales de entre mil cien (1100) a dos mil (2000) metros distribuidos en cinco (5) PADS, con la siguiente distribución y características: Zona Geológicamente Análoga (ZGA) OESTE: Un (1) PAD de cuatro (4) pozos, ubicado al occidente de la ZGA Oeste, navegados a tres (3) niveles de la Fm. Vaca Muerta (Orgánico superior, Berriasiano superior y Segunda Cocina); Un (1) PAD de cuatro (4) pozos ubicados al oriente de la ZGA Oeste, navegados a cuatro (4) niveles de la Fm. Vaca Muerta (Cocina, Orgánico superior, Berriasiano superior y Segunda Cocina); Un (1) PAD de dos (2) pozos, ubicados en el sector central de la ZGA Oeste, navegados en un (1) nivel de la Fm. Vaca Muerta (Cocina). ZGA ESTE: Un (1) PAD de dos (2) pozos, ubicado al occidente de la ZGA Este, navegados a dos (2) niveles de la Fm. Vaca Muerta (Cocina y Orgánico superior); Un (1) PAD de dos (2) pozos ubicados al oriente de la ZGA Este, navegados a dos (2) niveles de la Fm. Vaca Muerta (Cocina y Orgánico superior);

Que asimismo, se incluyen dos (2) instalaciones temporales de producción (TEPF), una (1) en cada Zona Geológica Análoga, con las respectivas líneas de conducción. A su vez, los Concesionarios proyectan evacuar la producción de petróleo a través del Oleoducto Vaca Muerta Norte (VMON) con destino Puesto Hernández, mientras que la producción de gas se proyecta enviar por gasoducto al Complejo Industrial El Portón. La puesta en producción de los pozos del Plan Piloto está planificada para el momento en el que estén disponibles las instalaciones de evacuación de los hidrocarburos producidos;

Que para ello invertirán una suma aproximada de dólares estadounidenses ciento ochenta y un millones doscientos mil (USD 181.200.000);

Que el compromiso de inversión del Plan Piloto se ejecutará en un plazo de cuatro (4) años contados a partir de la fecha de publicación en el Boletín Oficial del presente Decreto. Los Concesionarios estiman que el inicio de la perforación del PAD N004 se realizará dentro del segundo semestre del año 2025;

Que en relación a las regalías hidrocarburíferas, se acordó que sobre la producción de los pozos ubicados dentro de la superficie de la Concesión de Explotación No Convencional denominada Narambuena, a partir de la entrada en vigencia del Acta Acuerdo, se aplicará una alícuota de regalías hidrocarburíferas del doce por ciento (12%) durante toda la vigencia de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos y se calcularán y liquidarán conforme al Artículo 59° y concordantes de la Ley 17.319;

Que sobre la producción proveniente de los pozos convencionales y no convencionales listados en el Anexo C del Acta Acuerdo, se aplicará una alícuota de regalías hidrocarburíferas del doce por ciento (12%) y adicionalmente continuarán aplicándose los Artículos 3.2 (Canon Extraordinario de Explotación) y 3.7 (Renta Extraordinaria) del Acta Acuerdo de Renegociación y con aplicación de la normativa vigente, a partir de la vigencia del Acta Acuerdo y hasta el vencimiento de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos denominada Narambuena;

Que con relación al cálculo del impuesto de sellos a liquidar por el Acta Acuerdo y la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos a denominarse Narambuena, la base imponible será equivalente a la inversión del Plan Piloto por la suma de dólares estadounidenses ciento ochenta y un millones doscientos mil (USD 181.200.000). La alícuota a considerar será del catorce por mil (14 ‰) y será abonada por los Concesionarios conforme lo establecido en la Ley Impositiva vigente y el Código Fiscal Provincial vigente. Consecuentemente, los concesionarios abonarán la suma de dólares estadounidenses dos millones quinientos treinta y seis mil ochocientos (USD 2.536.800) en concepto de Impuesto de Sellos;

Que sin perjuicio de ello y de conformidad con las facultades conferidas por el Artículo 238° del Código Fiscal Provincial, quedará exceptuado del pago del impuesto de sellos todo Documento público o privado, acuerdo y/o instrumento financiero y/o societario del Concesionario y/o terceras partes que se requiera para la estructuración del mencionado proyecto, así como también la celebración de acuerdos de participación colaborativa con el Concesionario, incluyendo aquellos relacionados a la financiación del proyecto vía deuda o contribuciones de terceros socios, así como también asignación o cesión de derechos que de aquellos se desprenda (incluyendo pero no limitado a las cesiones de participación previstas en el presente y a la CENCH sobre el área Aguada de la Arena), no quedando comprendidos como actos requeridos para la estructuración del proyecto, aquellos instrumentos celebrados para la prestación de servicios operacionales en el área;

Que las empresas YPF Sociedad Anónima y Compañía de Desarrollo No Convencional Sociedad de Responsabilidad Limitada han aceptado colaborar con la Provincia, conforme sus porcentajes de participación en la Concesión, con un aporte de recursos en concepto de Responsabilidad Social Empresaria por la suma de dólares estadounidenses seis millones ciento veinticuatro mil doscientos setenta y cinco (USD 6.124.275), el cual será pagadero en un (1) solo pago dentro de los diez (10) días hábiles a partir de la publicación en el Boletín Oficial del presente Decreto;

Que asimismo, se estableció que las empresas abonarán a la Provincia un Bono de Explotación, conforme sus porcentajes de participación, por la suma de dólares estadounidenses trescientos cuarenta mil (USD 340.000), pagadero en un (1) solo pago dentro de los diez (10) días hábiles a partir de la publicación en el Boletín Oficial del presente Decreto;

Que por su parte, y de acuerdo a lo prescripto en la Resoluciones N° 053/20 y N° 142/21 del Ministerio de Energía y Recursos Naturales, ambas ratificadas por Decreto DECTO-2021-2183-E-NEU-GPN, la extensión del Plan Piloto que abarca la totalidad de la superficie del área permitiría generar un desarrollo integral de la misma, considerándose entonces que, en el caso de la Concesión de Explotación de Hidrocarburos No Convencional a denominarse Narambuena, se encuentran dadas las condiciones suficientes para que no sea exigible el pago de un (1) Bono de Extensión, en razón de lo previsto en el Artículo 2° de la Resolución del Ministerio de Energía y Recursos Naturales N° 053/20;

Que a efectos del análisis técnico en relación a la solicitud de Concesión de Explotación No Convencional solicitada tomaron intervención de competencia las áreas pertinentes de la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos;

Que en lo que concierne a la legislación específica aplicable, cabe destacar que el Artículo 124° de la Constitución Nacional, establece que *“corresponde a las Provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio”*, norma que fuera receptada por numerosos Artículos de la Carta Magna Provincial, y que posiciona a la Provincia del Neuquén, como titular del dominio de los recursos

que se encuentran en su territorio;

Que, en concordancia con la citada norma, la Constitución de la Provincia del Neuquén, en su Artículo 95° dispone que el espacio aéreo, los yacimientos mineros y todo el contenido en el subsuelo del territorio de la Provincia pertenecen a su jurisdicción y dominio;

Que la Ley 24.145, dispuso: “*Transfíerese el dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las Provincias en cuyos territorios se encuentren, (...) Dicha transferencia tendrá lugar cuando se haya cumplido lo establecido en el Artículo 22° de la presente*”, condición que se cumplió con el dictado de la Ley 26.197”;

Que de esta manera se sustituyó el Artículo 1° de la Ley 17.319, modificado por el Artículo 1° de la Ley 24.145, y se dispuso que los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional o de los Estados Provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren;

Que de acuerdo a las citadas normas Nacionales y otras normas Provinciales, la Provincia del Neuquén quedó definida como la Autoridad Concedente en lo que se refiere a Permisos de Exploración y Concesiones de Explotación a las empresas públicas o privadas que así lo soliciten;

Que por su parte el Artículo 2° de la Ley 26.197 establece que: “*...El ejercicio de las facultades como Autoridad Concedente, por parte del Estado nacional y de los Estados provinciales, se desarrollará con arreglo a lo previsto por la Ley N° 17.319 y su reglamentación...*”;

Que con la modificación del Artículo 124° de la Constitución Nacional y la modificación del Artículo 1° de la Ley 17.319 por la Ley 26.197, las provincias asumieron el ejercicio del dominio originario y la administración sobre los yacimientos de hidrocarburos de sus respectivos territorios y se constituyeron en consecuencia en la Autoridad de Aplicación de la ley de hidrocarburos;

Que por la Ley 27.007 modificatoria de la Ley 17.319 se establece que la concesión de explotación confiere el derecho exclusivo de explotar los yacimientos de hidrocarburos que existan en las áreas comprendidas en el respectivo título de concesión durante el plazo que fija el Artículo 35°;

Que agrega que “*(...) Los sujetos titulares de permisos de exploración y/o 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 22 o en el Artículo 27 bis, según corresponda*”;

Que por la Ley 27.007 modificatoria de la Ley 17.319, se introdujo la figura de la Explotación No Convencional de Hidrocarburos en su Artículo 27° bis;

Que de lo expuesto se considera el derecho de explotación se limita a los recursos que se encuentran en el subsuelo. Jurídicamente, esto se fundamenta en el principio de que los recursos naturales, como los hidrocarburos, son considerados propiedad del Estado, y su explotación está sujeta a concesiones. La superficie, en cambio, puede estar bajo diferentes regímenes de propiedad, y su uso puede estar regulado por leyes de ordenamiento territorial, derechos de propiedad privada y normativas ambientales;

Que asimismo el Artículo 30° de la Ley 17.319 establece: “*La concesión de explotación autoriza a realizar dentro de los límites especificados en el respectivo título, los trabajos de búsqueda y extracción de hidrocarburos conforme a las más racionales y eficientes técnicas...*”;

Que, conforme al Artículo 31° del Anexo I del Decreto Nacional N° 1057/24, reglamentario de la Ley 27.742, el Concedente tiene la facultad de determinar una o más formas de explotación de hidrocarburos y/o sus derivados en cada área concesionada, pudiendo establecer las subdivisiones correspondientes, siempre y cuando no se afecten los derechos adquiridos de los titulares de concesiones previamente

otorgadas;

Que dicho Artículo establece la posibilidad de flexibilidad en la delimitación y explotación de las formaciones de hidrocarburos, lo que permite adaptar las concesiones a las particularidades geológicas y técnicas de cada área, asegurando la optimización de la extracción y el uso responsable de los recursos;

Que, en consecuencia, la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos que se otorga por el presente, delimitada a los términos y alcances del proyecto presentado por las empresas, permite circunscribir el objetivo a explotar, promoviendo así un desarrollo ordenado y respetuoso de los derechos y recursos involucrados;

Que asimismo, las empresa cedente y cesionaria reúnen los requisitos y condiciones exigidos por la Ley 17.319, la Ley 2453 y la Resolución N° 54/09 de la ex Secretaría de Estado de Recursos Naturales, a efectos de la cesión pretendida;

Que tanto el Artículo 72° de la Ley 17.319 como el Artículo 95° de la Ley 2453 facultan la cesión de los permisos y concesiones, previa autorización del Poder Ejecutivo, en este caso provincial, por aplicación de la Ley 26.197;

Que el Artículo 120° de la Ley de Hidrocarburos 2453 indica: *"La aplicación de la presente ley compete a la Subsecretaría de Energía de la Provincia, y el o los organismos que la sucedieran en el ejercicio de sus funciones, con las excepciones que determina el Artículo 121°"*;

Que el Artículo 121° de la misma norma indica: *"Compete al Poder Ejecutivo Provincial en forma privativa, la decisión sobre las siguientes materias (...) inc. b) Otorgar permisos y concesiones, prorrogar sus plazos y autorizar sus cesiones."*;

Que el Artículo 23° del Decreto DECTO-2025-10-E-NEU-GPN, modificatorio de la Estructura Orgánica aprobada por Ley Orgánica de Ministerios de la Provincia del Neuquén 3420 y Ley 3470 dice: *"Determinase que las competencias del Ministerio de Energía y Recursos Naturales son, entre otras, las siguientes: (...) Ejercer, en coordinación con otros organismos con competencia en la materia, la autoridad de contralor en las explotaciones hidrocarburíferas"*;

Que de esta manera, todos y cada uno de los organismos técnicos con competencia intervienen otorgando transparencia a los actos que se pretenden aprobar;

Que obra informe de la Dirección Provincial de Rentas y de la Subsecretaría de Ingresos Públicos de la Secretaria de Hacienda y Finanzas del Ministerio de Economía, Producción e Industria;

Que asimismo obra dictamen de la Dirección Provincial de Coordinación Legal del Ministerio de Energía y Recursos Naturales, en el marco de los estipulado en el Artículo 50°, Inciso a) de la Ley de Procedimiento Administrativo 1284, no teniendo objeciones legales que formular al dictado de la presente norma;

Que se cuenta con la intervención de la Fiscalía de Estado de la Provincia, quien se ha expedido mediante Dictamen DICTA-2025-8277-E-NEU-FISCA, avalando la continuidad del trámite;

Por ello;

## **EL GOBERNADOR DE LA PROVINCIA DEL NEUQUÉN**

### **D E C R E T A:**

**Artículo 1°:** RATIFÍCASE el Acta Acuerdo celebrada el día 21 de febrero de 2025 entre el Ministerio de Energía y Recursos Naturales y las empresas YPF Sociedad Anónima y Compañía de Desarrollo No Convencional Sociedad de Responsabilidad Limitada, la que como Anexo **IF-2025-00546628-NEU-**

**DESP#MERN** forma parte de la presente norma.

**Artículo 2°: READECÚASE** la Concesión de Explotación de Hidrocarburos Chihuido de la Sierra Negra y **DETERMÍNASE** la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos denominada Narambuena, de conformidad con la superficie y coordenadas indicadas en el Anexo A del Acta Acuerdo, todo ello en el marco de lo previsto en los Artículos 9° y 27° bis de la Ley 17.319.

**Artículo 3°: OTÓRGASE** a las empresas YPF Sociedad Anónima, en un cincuenta por ciento (50%) y Compañía de Desarrollo No Convencional Sociedad de Responsabilidad Limitada, en un cincuenta por ciento (50%), una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos delimitada al proyecto de inversión denominado “Narambuena”, por un plazo de treinta y cinco (35) años, en el marco de los Artículos 27°, 27° Bis, 30°, 35° y concordantes de la Ley 17.319, modificada por las Leyes Nacionales 27.007 y 27.742, el Artículo 31° del Anexo I del Decreto Nacional N° 1057/24 y según las Resoluciones MERN N° 053/20, N° 142/21, ratificadas por Decreto DECTO-2021-2183-E-NEU-GPN, todo ello de conformidad con la superficie y coordenadas que se indican el Anexo A del Acta Acuerdo y que resultan de la proyección del volumen de hidrocarburos que se espera recuperar en fondo conforme el proyecto mencionado y se definen en el mencionado anexo.

**Artículo 4°: ESTABLÉCESE** que la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos otorgada en el Artículo 3° incluirá un Plan Piloto con objetivo en la Formación Vaca Muerta consistente en la perforación, terminación y puesta en producción de catorce (14) pozos horizontales navegados en la formación Vaca Muerta, con ramas laterales de entre mil cien (1100) a dos mil (2000) metros distribuidos en cinco (5) PADS, con las siguientes distribución y características: Zona Geológicamente Análoga (ZGA) OESTE: Un (1) PAD de cuatro (4) pozos, ubicado al occidente de la ZGA Oeste, navegados a tres (3) niveles de la Fm. Vaca Muerta (Orgánico superior, Berriasiano superior y Segunda Cocina); Un (1) PAD de cuatro (4) pozos ubicados al oriente de la ZGA Oeste, navegados a cuatro (4) niveles de la Fm. Vaca Muerta (Cocina, Orgánico superior, Berriasiano superior y Segunda Cocina); Un (1) PAD de dos (2) pozos, ubicados en el sector central de la ZGA Oeste, navegados en un (1) nivel de la Fm. Vaca Muerta (Cocina). ZGA ESTE: Un (1) PAD de dos (2) pozos, ubicado al occidente de la ZGA Este, navegados a dos (2) niveles de la Fm. Vaca Muerta (Cocina y Orgánico superior); Un (1) PAD de dos (2) pozos ubicados al oriente de la ZGA Este, navegados a dos (2) niveles de la Fm. Vaca Muerta (Cocina y Orgánico superior). Asimismo, se incluye dos (2) instalaciones temporales de producción (TEPF), una en cada Zona Geológica Análoga, con las respectivas líneas de conducción. Los Concesionarios evacuarán la producción de petróleo a través del Oleoducto Vaca Muerta Norte (VMON) con destino Puesto Hernández, mientras que la producción de gas se enviará por gasoducto al Complejo Industrial El Portón. La puesta en producción de los pozos del Plan Piloto está planificada para el momento en el que estén disponibles las instalaciones de evacuación de los hidrocarburos producidos. La inversión asociada al Plan Piloto propuesto asciende a la suma aproximada de dólares estadounidenses ciento ochenta y un millones doscientos mil (USD 181.200.000). El compromiso de inversión del Plan Piloto se ejecutará en un plazo de cuatro (4) años contados a partir de la publicación en el Boletín Oficial del presente, todo ello de conformidad con el cronograma estimativo de realización de los trabajos del Plan Piloto detallado en el Anexo B del Acta Acuerdo. Los Concesionarios estiman que el inicio de la perforación del PAD N004 se realizará dentro del segundo semestre del año 2025.

**Artículo 5°: ESTABLÉCESE** que las empresas YPF Sociedad Anónima y Compañía de Desarrollo No Convencional Sociedad de Responsabilidad Limitada abonarán a la Provincia del Neuquén, la suma de dólares estadounidenses seis millones ciento veinticuatro mil doscientos setenta y cinco (USD 6.124.275) en concepto de Responsabilidad Social Empresaria, la cual será pagadera en un solo pago dentro de los diez (10) días hábiles a partir de la publicación en el Boletín Oficial del presente Decreto. Dicha suma deberá depositarse o transferirse a la cuenta de Rentas Generales de la Provincia N° 100/21 - PCIA DEL NQN – ADMINISTRACIÓN CENTRAL, CBU 09700222-11000001000212, del Banco Provincia del Neuquén Sociedad Anónima.

**Artículo 6°: ESTABLÉCESE** que las empresas YPF Sociedad Anónima y Compañía de Desarrollo No

Convencional Sociedad de Responsabilidad Limitada, abonarán a la Provincia del Neuquén un Bonode Explotación por la suma de dólares estadounidenses trescientos cuarenta mil (USD 340.000), pagadero en un solo pago dentro de los diez (10) días hábiles a partir de la publicación en el Boletín Oficial del presente Decreto. Dicha suma deberá depositarse o transferirse a la cuenta de Rentas Generales de la Provincia N° 100/21 - PCIA DEL NQN – ADMINISTRACIÓN CENTRAL, CBU 09700222-11000001000212, del Banco Provincia del Neuquén Sociedad Anónima.

**Artículo 7°: ESTABLÉCESE** que en caso de no cumplirse el compromiso asumido en el Plan Piloto establecido en el Artículo 4° del presente, la Provincia, previa intimación por un plazo de noventa (90) días corridos para subsanar un eventual incumplimiento, podrá iniciar las acciones tendientes a revocar la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos denominada Narambuena, lo cual tendrá por efecto la caducidad de dicha Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, volviendo la Concesión de Explotación al estado previo en que se encontraba antes del otorgamiento de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos denominada Narambuena, es decir a la Concesión de Explotación de Hidrocarburos prorrogada Ley 2615.

**Artículo 8°: ESTABLÉCESE** que en caso de incumplimiento total o parcial de los pagos previstos en los Artículos 5° y 6° del presente, por parte de YPF Sociedad Anónima y Compañía de Desarrollo No Convencional Sociedad de Responsabilidad Limitada, dará derecho a la Provincia, previa intimación por un plazo de cinco (5) días hábiles para subsanar su incumplimiento, a iniciar las acciones tendientes al cobro de dichos montos por las vías correspondientes con más una penalidad igual a un diez por ciento (10%) anual calculado sobre el monto en dólares impago.

**Artículo 9°: AUTORÍZASE** a la empresa Compañía de Desarrollo No Convencional Sociedad de Responsabilidad Limitada en su calidad de Concesionaria en un cincuenta por ciento (50%) de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos Narambuena, otorgada por el Artículo 3° del presente Decreto, a ceder en garantía el cien por ciento (100%) de su participación en dicha Concesión, a favor de la empresa YPF Shale Oil Investment III LC, en los términos del Artículo 73° de la Ley 17.319 y 96° de la Ley 2453.

**Artículo 10°: ESTABLÉCESE** que, en relación al Impuesto a los Sellos, la empresa debe abonarlo sobre la base imponible equivalente a la inversión del Plan Piloto de dólares estadounidenses ciento ochenta y un millones doscientos mil (USD 181.200.000). La alícuota a considerar será del catorce por mil (14 ‰) y será abonada por los Concesionarios conforme lo establecido en la Ley Impositiva vigente y el Código Fiscal Provincial vigente. Consecuentemente, los concesionarios abonarán la suma de dólares estadounidenses dos millones quinientos treinta y seis mil ochocientos (USD 2.536.800) en concepto de Impuesto de Sellos. Sin perjuicio de ello y de conformidad con las facultades conferidas por el Artículo 238° del Código Fiscal Provincial, **EXÍMASE** del pago del impuesto de sellos a todo Documento público o privado, acuerdo y/o instrumento financiero y/o societario del Concesionario y/o terceras partes que se requiera para la estructuración del mencionado proyecto, así como también la celebración de acuerdos de participación colaborativa con el Concesionario, incluyendo aquellos relacionados a la financiación del proyecto vía deuda o contribuciones de terceros socios, así como también asignación o cesión de derechos que de aquellos se desprenda (incluyendo pero no limitado a las cesiones de participación previstas en el presente y a la CENCH sobre el área Narambuena). No quedan comprendidos como actos requeridos para la estructuración del proyecto, aquellos instrumentos celebrados para la prestación de servicios operacionales en el área.

**Artículo 11°: NOTIFÍQUESE** a las empresas YPF Sociedad Anónima, Compañía de Desarrollo No Convencional Sociedad de Responsabilidad Limitada e YPF Shale Oil Investment III LC.

**Artículo 12°:** El presente Decreto será refrendado por el señor Ministro de Energía y Recursos Naturales y por el señor Ministro de Economía, Producción e Industria.

**Artículo 13°:** Comuníquese, publíquese, dese intervención al Boletín Oficial y cumplido, archívese.

