BOLETIN OFICIAL

ANEXO II
PROVINCIA DEL NEUQUÉN

REPÚBLICA ARGENTINA

AÑO CI **Neuquén, 23 de Diciembre de 2021** **EDICIÓN Nº 3988**

GOBERNADOR:	**Cr. OMAR GUTIÉRREZ**
VICEGOBERNADOR:	**Cr. MARCOS KOOPMANN IRIZAR**
Ministro Jefe de Gabinete:	**Lic. DIEGO SEBASTIÁN GONZÁLEZ**
Ministro de Gobierno y Educación:	**Sr. RODRIGO OSVALDO LLANCAFILO LÓPEZ**
Ministra de Seguridad:	**Dra. VANINA SOLEDAD MERLO**
Ministro de Economía e Infraestructura:	**Cr. GUILLERMO RAFAEL PONS**
Ministro de Producción e Industria:	**Lic. FACUNDO ARTURO LÓPEZ RAGGI**
Ministro de Turismo:	**Sr. SANDRO BADILLA**
Ministra de Salud:	**Dra. ANDREA VIVIANA PEVE**
Ministro de Desarrollo Social y Trabajo:	**Sr. ORLANDO ABEL DI LUCA**
Ministra de las Mujeres y de la Diversidad:	**Arq. MARÍA EUGENIA FERRARESSO**
Ministro de Energía y Recursos Naturales:	**Lic. ALEJANDRO RODRIGO MONTEIRO**
Ministro de las Culturas:	**Prof. MARCELO DANIEL COLONNA**
Ministra de Niñez, Adolescencia, Juventud y Ciudadanía	**Dra. SOFÍA SANUCCI GIMÉNEZ**
Ministra de Deportes:	**Dra. ALEJANDRA CRISTINA PIEDECASAS**

Dirección y Administración:
M. Belgrano N° 439
☎ 0299-4495166/4495200 - Int. 6116/6113
(8300) Neuquén (Cap.)

www.neuquen.gov.ar
E-mail: boletinoficial@neuquen.gov.ar
Directora General:
Sra. López María Fernanda

NORMAS LEGALES

PROVINCIA DEL NEUQUÉN

SECRETARÍA GENERAL Y SERVICIOS PÚBLICOS

DIRECCIÓN PROVINCIAL DE VIALIDAD

RESOLUCIÓN Nº 0902/21

Zapala, 15 de diciembre de 2021.

VISTO:

La Resolución 0087/21 de fecha 18 de febrero de 2021; y

CONSIDERANDO:

Que mediante la misma se establece el arancel de pesos: DOS MIL SEISCIENTOS ($2.600,00), para obtención de los permisos de circulación de vehículos con exceso de pesos y/o dimensiones;

Que dicho arancel se aplica para los gastos de tramitación, verificación, control y emisión de los permisos de tránsito;

Que los fundamentos esgrimidos oportunamente para incrementar el arancel se mantienen vigentes, ajustando el mismo a valores del INDEC, en concordancia con la inflación, por lo que promueve, el ajuste del arancel a partir del 01 de enero de 2022, sugiriendo establecer el mismo, por redondeo en la suma de Pesos Tres Mil Ochocientos ($3.800,00);

Que el Directorio de la Repartición en su sesión de fecha 13 de diciembre de 2021, según consta en Acta Nº 18, ha considerado y aprobado lo actuado;

Por ello y en uso de las facultades conferidas por la Ley 69 y Decreto Nº 0150/19;

EL PRESIDENTE DEL DIRECTORIO DE LA DIRECCIÓN PROVINCIAL DE VIALIDAD RESUELVE:

Artículo 1°: Determínase para la obtención de los permisos de circulación de vehículos con exceso de pesos y/o dimensiones, que permita al Organismo solventar los gastos de tramitación, verificación, control y emisión de los mismos, un Arancel de Pesos Tres Mil Ochocientos ($3.800,00) por viaje solicitado, fijándose por permiso las siguientes cuantías:

CANTIDAD DE VIAJES A EFECTUAR POR PERMISO
1 (UN) VIAJE
3 (TRES) VIAJES
5 (CINCO) VIAJES
10 (DIEZ) VIAJES

Artículo 2°: La presente Resolución tendrá vigencia a partir del 01 de enero de 2022.

Artículo 3°: Derógase la Resolución Nº 0087/21 de fecha 18 de febrero de 2021.

Artículo 4º: Tomen conocimiento de la presente Resolución Coordinación Técnica y Direcciones Generales de: Seguridad Vial y Administración, Departamentos: Permisos de Tránsito, Técnico Legal y demás, dependencias de la Repartición, a sus efectos.

Artículo 5°: Regístrese, Comuníquese y cumplido, Archívese.
mst.
Fdo. Téc. Luis Daniel Rodríguez, Secretario General, Dirección Provincial de Vialidad.

PROVINCIA DEL NEUQUÉN

SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HÍDRICOS

DISPOSICIÓN N° 578/21

Neuquén, 17 de diciembre de 2021.

VISTO:
El EX-2021-01713441-NEU-SRH#MERN del registro de la Subsecretaría de Recursos Hídricos dependiente del Ministerio de Energía y Recursos Naturales; y

CONSIDERANDO:
Que por el Expediente mencionado en el Visto, se tramita la modificación del Canon Básico por el Uso de Aguas Públicas con Fines Industriales y se establecen las fechas de vencimiento para la presentación de las Declaraciones Juradas y sus correspondientes pagos;

Que el inciso f) del Artículo 7° y el Artículo 50° de la Ley 899 - Código de Aguas y sus modificatorias, establecen la atribución de la Autoridad de Aplicación de dicha Ley, de fijar el canon derivado del uso y aprovechamiento de las aguas;

Que mediante el Artículo 5° del Decreto Nº 2714/02 se delegó y facultó a la ex Dirección General de Recursos Hídricos la aprobación de la metodología de cálculo del canon, como así también, la facultad de definir el precio por unidad de medida y fijar la fecha de vencimiento de las obligaciones de pago por el uso de aguas públicas con fines industriales;

Que en razón de lo establecido en la Ley 3190 de Ministerios vigentes modificada por el Decreto N° 2128/21, la Subsecretaría de Recursos Hídricos es la Autoridad de Aplicación del Código de Aguas Ley 899;

Que el último canon básico para el uso y aprovechamiento de aguas públicas con fines industriales fue establecido por DI-2020-301-E-NEU-SRH#MERN en la suma de Pesos Cinco con Noventa y Ocho Centavos ($5,98) el m^3 consumido;

Que por Disposición SsRH 057/20 se impuso la obligación de presentar Declaraciones Juradas Bimensuales para los fines tipificados en los usos U.1, U.2, U.3, U.6, U.7.9 y U 10;

Que por DI-2020-301-E-NEU-SRH#MERN se fijaron los Factores de Disponibilidad y sus Coeficientes Adimensionales (Fd) asociados a los siguientes recursos hídricos: Cuenca del Río Neuquén Fd 1,5; Cuenca del Río Colorado Fd 1,5; Cuenca del Bajo de Añelo Fd 1,5; Río Limay inferior - aguas debajo de la presa de Arroyito y hasta su confluencia con el Río Neuquén- Fd 0,8; Acuíferos en el Grupo Neuquén, Formación Rayoso o sus equivalentes estratigráficos Fd 1,7; Acuífero en Formación Las Barditas -acuífero Zapala- Fd 1,7, acuíferos freáticos Fd 1,5, restantes recursos hídricos no clasificados Fd 1, a partir del 1° de enero del año 2021 sin modificarse al presente;

Que por Disposición DI-2020-173-E-NEU-SRH#MERN se consideró procedente -en virtud del desarrollo de la actividad- establecer un valor fijo para los consumos de aguas públicas tipificadas en el uso industrial U.3.1, mediante DI-2020-301-E-NEU-SRH#MERN, se estableció el valor en Pesos Veinte Ocho con Veintisiete Centavos ($28,27), que al no haberse modificado las cuestiones que le motivaron, se entiende razonable mantener el mismo criterio con la actualización pertinente;

Que atento a la actividad que se está produciendo en la Provincia, corresponde incorporar en la Clasificación de los tipos Industriales, el Uso U.11 “Preparación de hormigones, uso en obras civiles, obras viales y mantenimiento de rutas” con un coeficiente τ= 3, dándosele entidad al uso, sin cambiar el coeficiente asociado -hasta el presente tipificados como U.7.10 “Otras Industrias no clasificadas”;

Que atento a las modificaciones efectuadas a la Clasificación de tipos Industriales y coeficientes asociados, oportunamente aprobados por Disposición 57/2020 y modificados por DI-2020-301-E-NEU-SRH#MERN y por la presente, se considera necesario en post de clarificar el entendimiento, efectuar la aprobación de la compilación de los cambios producidos;

Que es función del Estado dirigir y coordinar las mediciones hidrológicas periódicas que permitan el conocimiento cuali-cuantitativo del recurso, dirigir y coordinar los estudios y relevamientos para la determinación de disponibilidad, cantidad, calidad y distribución de los recursos hídricos superficiales y subterráneos en las distintas cuencas provinciales;

Que asimismo, es tarea del Estado dirigir y coordinar los estudios básicos, de factibilidad, proyecto y diseño de obras hidráulicas para el uso, aprovechamiento, defensa, preservación, control de los recursos hídricos provinciales en todas sus manifestaciones y estados;

Que estas tareas insumen un alto porcentaje del presupuesto del Estado, correspondiendo en consecuencia actualizar el valor del canon derivado del Uso y Aprovechamiento de Aguas Públicas con Fines Industriales;

Que las modificaciones de los precios relativos antes referidas incidieron de manera directa en las propias funciones de la Autoridad de Aplicación, encargada de organizar y administrar el recurso, que hacen necesaria la adecuación del valor del canon;

Que mediante NO-2021-01703242-NEU-ADM#MERN se indica que a efectos de calcular el recurso estimado para el Ejercicio 2022 se ha tenido en cuenta la Variación del combustible tipo Gas Oil Grado 3 de YPF de 47,9% actualizado a julio 2021;

Que en consecuencia y a fin de mantener una unicidad de criterio, se considera procedente adoptar dicha actualización para la modificación del valor del Canon Básico para los consumos de agua pública que se realicen a partir del 1° de enero de 2022;

Que al aplicarse dicho parámetro de incremento al valor del canon básico del 2021 de Pesos Cinco con Noventa y Ocho Centavos ($5,98) el m^3 consumido, arroja un valor de Pesos Ocho con Ochenta y Cuatro Centavos ($8,84) el m^3 consumido;

Que al aplicarse dicho parámetro de incremento al precio del m3 final extraído o concesionado de aguas públicas con fines industriales tipificado en el uso U.3.1 de Pesos Veintiocho con Veintisiete Centavos ($28,27), arroja un valor de pesos cuarenta y uno con ochenta y un centavos ($41,81) el m^3 consumido;

Que a los fines de alcanzar certidumbre respecto de los consumos, se impone determinar un plazo de caducidad del derecho a rectificar la Declaración Jurada por Uso y Aprovechamiento de Aguas Públicas con Fines Industriales en el plazo de un (1) año - Artículos 2566° y 2567° del CCyC;

Que en virtud de los argumentos legales y fácticos referidos, conforme lo establecido en el inciso “f” del Artículo 7°, en el Artículo 50° y concordantes del Código de Aguas y sus modificatorias y las facultades que han sido delegadas por Decreto Nº 2714/02, se impone la necesidad de modificar la metodolo-

gía de cálculo del Canon Básico por Uso y Aprovechamientos de Aguas Públicas con Fines Industriales e implementar el pago de anticipo a cuenta de las determinaciones anuales;

Que ha tomado intervención la Dirección General de Asuntos Jurídicos de la Subsecretaría de Recursos Hídricos, en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 50° inciso "a" de la Ley 1284 de Procedimiento Administrativo;

Que las actuaciones se encuadran en lo establecido por el Código de Aguas de la Provincia del Neuquén - Ley 890 y su Decreto Reglamentario Nº 790/99 Anexo I, su modificatoria Ley 2613 y su Decreto Reglamentario N° 1514/09;

Por ello; y en uso de sus facultades;

EL SUBSECRETARIO DE RECURSOS HÍDRICOS
DISPONE:

Artículo 1°: Fíjase el Valor del Canon Básico para el Uso y Aprovechamiento de Aguas Públicas con Fines Industriales, a partir del 1° de enero del año 2022, en la suma de pesos ocho con ochenta y cuatro centavos ($8.84), por metro cúbico (m^3) extraído o concesionado.

Artículo 2°: Fíjase el Valor de Pesos Cuarenta y Uno con Ochenta y Un Centavos ($41,81), el m^3 final extraído o concesionado de aguas públicas con fines industriales tipificado en el uso U.3.1 para los consumos realizados a partir del 1° de enero de 2022 y hasta el 31 de diciembre de 2022.

Artículo 3º: Apruébanse los formularios de presentación de Declaraciones Juradas que obran en las actuaciones y como Anexo I (Declaración Jurada Anual 2021) IF-2021- 01696677-NEU-ADM#MERN, IF-2021-01696722-NEU-ADM#MERN, IF-2021-01696764-NEU-ADM#MERN e IF-2021-01724849- NEU-FISCHID#SRH, Anexo II A (Actividades alcanzadas por la Disposición SRH N°057/2020- DDJJ bimensual consumos 2022) IF-2021-01696803-NEU-ADM#MERN, Anexo II B (Exploración y Explotación Hidrocarburífera no convencional presentación anual) IF-2021-01724090-NEUFISCHID# SRH, Anexo II C (Consumos totalizados de las Empresas que presentaron DDJJ bimensual años 2021 o 2022) IF-2021-01740471-NEU-FISCHID#SRH, Anexo III (Declaración Jurada de consumos realizados y Planilla de Carga de Camiones presentación bimensual) IF-2021-01696867-NEUADM# MERN, forman parte integrante de la presente.

Artículo 4°: Impóngase la obligación de presentar Declaración Jurada y Pago Bimensual, conforme formularios: Anexo II A del Canon Básico para el Uso y Aprovechamiento de Aguas Públicas con Fines Industriales tipificados en los usos U.1, U.2, U.3, U.6 y U.7.9 y Anexo III para U.10 de acuerdo al siguiente cronograma, mediante comprobante de pago que será remitido al mail consignado en la Declaración Jurada:

Período	Venc. DDJJ	Venc. Obligación
ENERO-FEBRERO	15/03/2022	13/04/2022
MARZO-ABRIL	13/05/2022	15/06/2022
MAYO-JUNIO	15/07/2022	16/08/2022
JULIO-AGOSTO	15/09/2022	14/10/2022

SEPTIEMBRE-OCTUBRE	15/11/2022	15/12/2022
NOVIEMBRE-DICIEMBRE	16/01/2023	15/02/2023

Artículo 5°: Impóngase la obligación de presentar hasta el 15 de febrero de 2022, la Declaración Jurada Anual de los volúmenes consumidos durante el año 2021 a los usuarios, sean o no titulares de concesiones que no fueron alcanzadas por la Disposición SRH N° 057/2020 de acuerdo al Anexo I, bajo apercibimiento de efectuarse de oficio, según el máximo autorizado y aplicar las sanciones establecidas en el Artículo 110° del Código de Aguas y Establézcase la fecha de vencimiento de la obligación de pago el día 13 de abril del 2022, mediante comprobante de pago que será remitido al mail consignado en la Declaración Jurada o deberá solicitarse al mail: recaudacionessrh@gmail.com.

Artículo 6°: Impóngase la obligación de presentar hasta el 15 de febrero 2022, la Declaración Jurada Anual de los volúmenes consumidos durante el año 2021 a los usuarios, sean o no titulares de concesiones que fueron alcanzadas por la Disposición SRH N° 057/2020 mediante la presentaciones bimensuales, de acuerdo al Anexo ll C y a aquellos usuarios que declararon consumos tipificados como U 2.2 o U 2.4 deberán completar además el Anexo II B, bajo apercibimiento de aplicar las sanciones establecidas en el Artículo 110° del Código de Aguas.

Artículo 7°: Impóngase la obligación de presentar hasta el 15 de febrero de 2023, la Declaración Jurada Anual de los volúmenes consumidos durante el año 2022 a los usuarios, sean o no titulares de concesiones que fueron alcanzadas por la Disposición SRH N° 057/2020 mediante la presentaciones bimensuales, de acuerdo al Anexo ll C y a aquellos usuarios que declararon consumos tipificados como U 2.2 o U 2.4 deberán completar además el Anexo II B, bajo apercibimiento de aplicar las sanciones establecidas en el Artículo 110° del Código de Aguas.

Artículo 8°: Establézcase que la documentación indicada en los Artículos 6° y 7° de la presente, deberá ser referida en la nota de presentación ante esta Subsecretaría de Recursos Hídricos como “Presentación Declaración Jurada Anual Anexo II C y Anexo II B -en caso de corresponder-” para ser remitida a la Dirección General de Derechos de Agua y a la Dirección General de Fiscalización de la Actividad Hidrocarburífera.

Artículo 9°: Incorpórase en la Clasificación de los tipos Industriales el Uso aprobado por Disposición SRH N° 057/20 el Uso U.11 “Preparación de hormigones, uso en obras civiles, obras viales y mantenimiento de rutas”, con un coeficiente τ= 3.

Artículo 10°: Apruebáse la Clasificación de Tipos Industriales y coeficientes asociados vigentes que obra en las actuaciones como IF-2021-01724234-NEU-FISCHID#SRH y que como Anexo IV, forma parte de la presente y derógase el Anexo I de la Disposición N° 057/2020.

Artículo 11°: Declárase la caducidad del derecho a promover solicitud de rectificatoria de Declaración Jurada por Uso y Aprovechamiento de Aguas Públicas con Fines Industriales una vez transcurrido un (1) año de haber operado el vencimiento de la obligación de presentar la Declaración Jurada por Uso y Aprovechamiento de Aguas públicas con fines industriales anual.

Artículo 12°: Regístrese, comuníquese, publíquese en el Boletín Oficial y cumplido, Archívese.
Fdo. Horacio Carvalho, Subsecretario, Subsecretaría de Recursos Hídricos.

SUBSECRETARIA DE RECURSOS HIDRICOS PROVINCIA DEL NEUQUEN

DECLARACIÓN JURADA DE CANON POR USO Y APROVECHAMIENTO DE AGUAS PÚBLICAS CON FINES INDUSTRIALES

2021

Usuario:

Area:

U.1: Refrigeración Industrial					
Períodos	U.6: Riego Asociado a la Actividad Industrial		U.1: Refrigeración Industrial		TOTAL
	Autorizado	Consumido	Autorizado	Consumido	Consumido
Ene-21					
Feb-21					
Mar-21					
Abr-21					
May-21					
Jun-21					
Jul-21					
Ago-21					
Sep-21					
Oct-21					
Nov-21					
Dic-21					
Total					

U.4: Industrias Alimenticias					
Períodos	U.6: Riego Asociado a la Actividad Industrial		U.4: Indrustias Alimenticias		TOTAL
	Autorizado	Consumido	Autorizado	Consumido	Consumido
Ene-21					
Feb-21					
Mar-21					
Abr-21					
May-21					
Jun-21					
Jul-21					
Ago-21					
Sep-21					
Oct-21					
Nov-21					
Dic-21					
Total					

U.5: Usos Industriales en la Actividad Minera					
Períodos	U.6: Riego Asociado a la Actividad Industrial		U.5: Industrias en la Actividad Minera		TOTAL
	Autorizado	Consumido	Autorizado	Consumido	Consumido
Ene-21					
Feb-21					
Mar-21					
Abr-21					
May-21					
Jun-21					
Jul-21					
Ago-21					
Sep-21					
Oct-21					
Nov-21					
Dic-21					
Total					

El que suscribe, Don ....., en su carácter de ..... afirma que los datos consignados en este formulario son correctos y completos y que ha confeccionado esta Declaración Jurada, sin omitir ni falsear dato alguno que deba contener, siendo fiel expresión de la verdad.

Lugar y Fecha:

Firma:

SUBSECRETARIA DE RECURSOS HIDRICOS PROVINCIA DEL NEUQUEN

DECLARACIÓN JURADA DE CANON POR USO Y APROVECHAMIENTO DE AGUAS PÚBLICAS CON FINES INDUSTRIALES — **Anexo II - A**

	AÑO:	2022	BIMESTRE	

Usuario:

CUIT:

Area: **cantidad de DDJJ por área:**

Domicilio:

E-mail:

Rubro I: Tipo de Captación

Captación Propia		Captación de Terceros	
* Completar el Rubro II (A)		*Completar el Rubro II (B)	

Rubro II (A): Captación Propia- Identificación de la Captación

Nombre de la o las captaciones	
ID de las captaciones	

Clasificación de las Fuentes de Agua, según su aptitud (Anexo III Decreto 1671/01):

Origen:	
Aptitud:	
Fd:	

Nombre del río, lago, laguna, embalse, acuífero etc desde donde se hace la captación

Rubro II (B): Captación de Terceros- Identificación de la Captación

Proveedor	Lugar de Captación	Cantidad de m^3	Período		Responsable del Pago
			mes1	mes 2	

Rubro III: Metros cúbicos autorizados y consumidos (se deberá informar el total de cada mes para cada tipo de fuente). Si se utilizan distintas fuentes de provisión, consignarlos en planillas independientes.

Bimestre:			Volumen Total
Usos	mes1	mes 2	
AH			-
R			-
U.1.1			-
U.1.2			-
U.1.3			-
U.2.1			-
U.2.2			-
U.2.3			-
U.2.4			-
U.3.1			-
U.3.2			-
U.3.3			-
U.3.4			-
U.6.1			-
U.6.2			-
U.6.3			-
U.7.9			-
U. 10			-

Rubro IV: Agua Cedida a Terceros

Sujeto Receptor	Cantidad de Agua Cedida (en m3)	Periodo		Responsable del Pago
		mes1	mes 2	

El que suscribe, _____, en su carácter de _____ afirma que los datos consignados en este formulario son correctos y completos y que ha confeccionado esta Declaración Jurada, sin omitir ni falsear dato alguno que deba contener, siendo fiel expresión de la verdad.

Lugar y Fecha:

Firma:

SUBSECRETARIA DE RECURSOS HIDRICOS PROVINCIA DEL NEUQUEN

DECLARACIÓN JURADA DE CANON POR USO Y APROVECHAMIENTO DE AGUAS PÚBLICAS CON FINES INDUSTRIALES

2021

Usuario:

Area:

U.7: Otros Usos

Períodos	U.6: Riego Asociado a la Actividad Industrial		U.7:Otros Usos		TOTAL
	Autorizado	Consumido	Autorizado	Consumido	Consumido
Ene-21					
Feb-21					
Mar-21					
Abr-21					
May-21					
Jun-21					
Jul-21					
Ago-21					
Sep-21					
Oct-21					
Nov-21					
Dic-21					
Total					

U.8: Uso Acuicola - Captacion de Agua con Derivacion- con Fines Comerciales

Períodos	U.6: Riego Asociado a la Actividad Industrial		U.8: Uso Acuicola-Captacion con Derivacion		TOTAL
	Autorizado	Consumido	Autorizado	Consumido	Consumido
Ene-21					
Feb-21					
Mar-21					
Abr-21					
May-21					
Jun-21					
Jul-21					
Ago-21					
Sep-21					
Oct-21					
Nov-21					
Dic-21					
Total					

U9: Uso Acuicola -Embalses - con Fines Industriales

Períodos	U.6: Riego Asociado a la Actividad Industrial		U9: Uso Acuicola-Embalses		TOTAL
	Autorizado	Consumido	Autorizado	Consumido	Consumido
Ene-21					
Feb-21					
Mar-21					
Abr-21					
May-21					
Jun-21					
Jul-21					
Ago-21					
Sep-21					
Oct-21					
Nov-21					
Dic-21					
Total					

El que suscribe, Don ....., en su carácter de ..... afirma que los datos consignados en este formulario son correctos y completos y que ha confeccionado esta Declaración Jurada, sin omitir ni falsear dato alguno que deba contener, siendo

Lugar y Fecha:

Firma:

SUBSECRETARIA DE RECURSOS HIDRICOS PROVINCIA DEL NEUQUEN

DECLARACIÓN JURADA DE CANON POR USO Y APROVECHAMIENTO DE AGUAS PÚBLICAS CON FINES INDUSTRIALES

2021

Usuario:

CUIT:

Area:

Domicilio:

E-mail:

Rubro I: Tipo de Captación

Captación Propia		Captación de Terceros	
* Completar el Rubro II (A)		*Completar el Rubro II (B)	

Rubro II (A): Captación Propia- Identificación de la Captación

Clasificación de las Fuentes de Agua, según su aptitud (Anexo III Decreto 1671/01):

Origen:	
Aptitud:	

Campos a completar para fuentes de aguas subterráneas:		Campos a completar para fuentes de aguas superficiales:
Cantidad de Pozos:	Denominación:	Denominación de la Fuente (curso o cuerpo de agua):
Coordenadas WGS 84:		Tipo de toma:
Cota Boca de Pozo IGM:		Cantidad de tomas:
Acuífero Fm. Geológica		Coordenadas WGS 84:
Intervalos de Captación:		
Ne (msnm):	Nd (msnm):	

Sistemas de Medición:

Caudal instantáneo (m^3/d)	Tipo de Bomba:
Caudalímetro:	Potencia instalada:
Estimado	

Rubro II (B): Captación de Terceros- Identificación de la Captación

Proveedor	Lugar de Captación	Cantidad de m^3	Período		Responsable del Pago
			Desde	Hasta	

Rubro III: Metros cúbicos autorizados y consumidos (se deberá informar el total de cada mes para cada tipo de fuente). Si se utilizan distintas fuentes de provisión, consignarlos en planillas independientes.

Períodos	Consumo Humano		Riego Productivo/ Para parquización	
	Concedido	Consumido	Concedido	Consumido
Ene-21				
Feb-21				
Mar-21				
Abr-21				
May-21				
Jun-21				
Jul-21				
Ago-21				
Sep-21				
Oct-21				
Nov-21				
Dic-21				
Total				

El que suscribe, Don ....., en su carácter de ..... afirma que los datos consignados en este formulario son correctos y completos y que ha confeccionado esta Declaración Jurada, sin omitir ni falsear dato alguno que deba contener, siendo fiel expresión de la verdad.

Lugar y Fecha:

Firma:

IF-2021-01696677-I

SUBSECRETARIA DE RECURSOS HIDRICOS PROVINCIA DEL NEUQUEN

DECLARACIÓN JURADA DE CANON POR USO Y APROVECHAMIENTO DE AGUAS PÚBLICAS CON FINES INDUSTRIALES Anexo III

Planilla de Control de Cargaderos para Agua de Uso Industrial transportada por camiones

AÑO:	2022	BIMESTRE		Disposicion Autorizante	

Usuario:

CUIT:

Domicilio:

E-mail:

Captación

Pozo/ toma			ID
Pozo/ toma			ID

consignar todos los pozos/tomas utilizadas para satisfacer las demandas del yacimiento, con el ID asociado, indicando si existe punto de medición de orden distinto

Destino de la provision de agua a granel detalle por beneficiario

Fecha	Dominio	Volumen en m3	Pozo/Equipo/Punto de descarga	Yacimiento	Empresa

totalizador de Metros cúbicos provistos a granel discriminado por mes.

Bimestre:			Volumen Total en m3
Usos	mes 1	mes 2	
U. 10			-

Identificación de responsable de pago distinto del beneficiario del derecho de agua *

Sujeto Receptor	Cantidad de Agua Cedida (en m3)	Periodo		Responsable del Pago
		mes 1	mes 2	

*En caso de discrepacia de lo declarado por el sujeto receptor, el canon por uso industrial de aguas públicas deberá ser abonado por el titular del derecho

El que suscribe, _____, en su carácter de _____ afirma que los datos consignados en este formulario son correctos y completos y que ha confeccionado esta Declaración Jurada, sin omitir ni falsear dato alguno que deba contener, siendo fiel expresión de la verdad.

Lugar y Fecha:

Firma:

SUBSECRETARIA DE RECURSOS HIDRICOS PROVINCIA DEL NEUQUEN

Declaración Jurada De Canon por Uso y Aprovechamiento de Aguas Públicas con Fines Industriales
Información Complementaria — **Anexo II-B**

Exploración - Explotación Hidrocarburífera No Convencional - presentación anual -

año		Control consumos realizados en el año y destino de los fluidos generados

Yacimiento:	**Domicilio:**
Operador:	**MAIL:**
Area:	

Rubro I: Identificación de la Captación

Clasificación de las Fuentes de Agua, según su aptitud (Anexo III Decreto 1671/01):

Origen:	
Aptitud (*):	

(*) Incluir Caracterización Fisicoquímica del agua utilizada (adjuntar Protocolo de Análisis**).

Campos a completar para fuentes de aguas subterráneas:	**Campos a completar para fuentes de aguas superficiales:**
Cantidad de Pozos: Denominación:	Denominación de la Fuente (curso o cuerpo de agua):
Coordenadas WGS 84:	Tipo de toma:
Cota Boca de Pozo IGM:	Cantidad de tomas:
Acuífero Fm. Geológica	Coordenadas WGS 84:
Intervalos de Captación:	
Ne (msnm): Nd (msnm):	

Sistemas de Medición:	
Caudal instantáneo (m^3/d)	Tipo de Bombas:
Caudalímetro:	Potencia Instalada:
Estimado	

Rubro II: Identificación de la Perforación No Convencional

Denominación de la Perforación:			
Ubicación (Coordenadas Gauss- Krügger):		**X**	**Y**
Formación objetivo:			
Cota Boca de Pozo:			
Profundidad Objetivo (mbbp)	Techo:		
	Piso:		

Cantidad de Fracturas:	
Volumen Total de agua utilizada (m^3):	

Rubro III: Información de la Fractura Hidráulica

Discriminación por Etapa de Fractura

Fecha	Fractura Nº	Tipo de Desarrollo de fractura (Horizontal / Vertical)	Formación objetivo	Longitud (m)	Espesor (m)	Tiempo insumido en el proceso	Volumen (m^3) de Agua Total		Origen de Agua Reutilizada (si es de otra fractura indicar pozo)
							Volumen (m^3) de agua Captada	Volumen (m^3) de Agua Reutilizada	

Características del Fluido de Retorno

Volumen Flowback	Caudal máximo recuperado (m3/d)	Identificar Nº Protocolo de Análisis con Caracterización físico química del fluido pre-tratamiento y post-tratamiento (**)			Tratamiento efectuado	Flowback Tratado Reutilizado o a Reutilizar		Flowback Tratado Disposición Final		Disposición Final realizada (si es a sumidero indicar pozo)
						%	Volumen	%	Volumen	

El que suscribe, _____, en su carácter de _____ afirma que los datos consignados en este formulario son correctos y completos y que ha confeccionado esta Declaración Jurada, sin omitir ni falsear dato alguno que deba contener, siendo fiel expresión de la verdad.

Lugar y Fecha:

Firma:

(**) La empresa deberá haber implementado la cadena de custodia correspondiente a la extracción y remisión al laboratorio de las muestras obtenidas, debiendo estar certificadas por el responsable del área de Medio Ambiente de la empresa. Se deberá verificar que la norma adoptada para cada uno de los parámetros a analizar por el laboratorio, sea cumplida en todo el proceso de monitoreo: extracción, conservación y análisis de la muestra obtenida.

Clasificación de los tipos Industriales		γ
U.1	Refrigeración Industrial	
U.1.1	Refrigeración Consuntiva	0,5
U.1.2	Refrigeración de Bajo Consumo	0,3
U.1.3	Refrigeración No Consuntiva con retorno a la fuente de origen y/o equivalente, quedando el agua captada a disponibilidad de otros usuarios sin perder su aptitud	0,06
U.2	Ejecución y Terminación de Perforación Hidrocarburifera	
U.2.1	Perforación Exploración Convencional	10
U.2.2	Perforación Exploración No Convencional	10
U.2.3	Perforación Explotación Hidrocarburífera Convencional	10
U.2.4	Perforación Explotación Hidrocarburífera No Convencional	10
U.3	Explotación Hidrocarburífera	
U.3.1	Inyección para Recuperación Secundaria	10
U.3.2	Plantas de Tratamiento Gas/Petróleo	10
U.3.3	Refrigeración	10
U.3.4	Otros Usos en Instalaciones Hidrocarburíferas	10
U.4	Industrias Alimenticias	
U.4.1	Industrias Alimenticias Tipo I: conservas, sidra, jugos, bodegas, mataderos y frigoríficos, lácteos, piscifactorías, chocolaterías.	1
U.4.2	Industrias Alimenticias Tipo II: frigoríficos de fruta, empaque, deshidratadoras de frutas y verduras, molienda de fruta.	1
U.4.3	Industrias Alimenticias Tipo III: criaderos de cerdos, aves y todo otro engorde intensivo de corral, chacinados, galletitas y alfajores, fideos y alimentos balanceados.	1,5
U.4.4	Industrias Alimenticias Tipo IV: agua, agua gasificada, soda y equivalentes, bebidas cola y gaseosas en general.	12
U.5	Usos Industriales en la Actividad Minera	
U.5.1	Actividad minera Metalífera	6
U.5.2	Actividad minera No Metalífera	4
U.6	Riego Asociado a la Actividad Industrial	
U.6.1	Riego de caminos, picadas, locaciones, compactaciones de suelo, etc.	10
U.6.2	Riego de Superficie *in* o *ex situ*, remediación, biopilas, etc.	10
U.6.3	Otros riegos asociados a la actividad industrial	10
U.7	Otros Usos	
U.7.1	Industrias Químicas	1
U.7.2	Industrias Metalúrgicas	1
U.7.3	Curtiembres, saladeros y lavaderos de lana	1
U.7.4	Industrias papeleras y de pulpa moldeada	1
U.7.5	Servicio Automotor, talleres mecánicos y electromecánicos	1
U.7.6	Laboratorios fotográficos	1
U.7.7	Fábricas de cerámicos, mosaicos y bloques	1
U.7.8	Lavaderos de botellas	1
U.7.9	Servicios auxiliares a la industria petrolera	10
U.7.10	Otras industrias no clasificadas	3
U. 8	Uso Acuícola – Captación de Agua con Derivación - con Fines Comerciales	
U.8.1	C. Acuicultura de investigación	0,001
U.8.2	C. Reproduccion y alevinaje (hatchery)	0,003
U.8.3	C. Acuicultura de repoblamiento	0,002
U.8.4	C. Acuicultura comercial	0,006
U.8.5	C. Otros Usos Acuícolas	0,005
U. 9	Uso Acuícola - Embalses- con Fines Industriales	
U.9.1	E. Acuicultura de investigación	1
U.9.2	E. Acuicultura de repoblamiento	1,2
U.9.3	E. Acuicultura comercial en jaulas	1,5
U.9.4	E. Otros Usos Acuícolas	1,2
U.10	Comercialización de Agua	
U.10	Comercialización de Agua a Granel	10
U.11	Uso en Obras Civiles y Viales	
U.11	Preparación de hormigones, uso en obras civiles, obras viales y mantenimiento de rutas	^{3}IF-20

SUBSECRETARIA DE RECURSOS HIDRICOS PROVINCIA DEL NEUQUEN

DECLARACIÓN JURADA DE CANON POR USO Y APROVECHAMIENTO DE AGUAS PÚBLICAS CON FINES INDUSTRIALES

2021

Usuario:	
Area:	

U.11: Preparación de hormigones, uso en obras civiles, obras viales y mantenimiento de rutas

Períodos	U.6: Riego Asociado a la Actividad Industrial		U.11: Preparación de hormigones, uso en obras civiles, obras viales y mantenimiento de rutas		TOTAL
	Autorizado	Consumido	Autorizado	Consumido	Consumido
Ene-21					
Feb-21					
Mar-21					
Abr-21					
May-21					
Jun-21					
Jul-21					
Ago-21					
Sep-21					
Oct-21					
Nov-21					
Dic-21					
Total					

El que suscribe, Don ....., en su carácter de ..... afirma que los datos consignados en este formulario son correctos y completos y que ha confeccionado esta Declaración Jurada, sin omitir ni falsear dato alguno que deba contener, siendo fiel expresión de la verdad.	Lugar y Fecha:
	Firma:

SUBSECRETARIA DE RECURSOS HIDRICOS PROVINCIA DEL NEUQUEN

Declaración Jurada De Canon por Uso y Aprovechamiento de Aguas Públicas con Fines Industriales
Información Totalizada

ANEXO II C

A completar por las empresas que presentaron DDJJ bimestral según disposición 57/2020

DDJJ totalizadora consumos	AÑO	2021

Yacimiento:	**Domicilio:**
Operador:	**MAIL:**
Area:	

fuente de provisón, consumos totales de agua y usos

Fuente de provisión

Pozo/ toma		ID	
Pozo/ toma		ID	

consignar todos los pozos/tomas utilizadas para satisfacer las demandas del yacimiento, con el ID asociado, indicando si existe punto de medición de orden distinto

Consumos totales realizados en el año en m3 discriminados por Uso *si el uso es U 2.2 o U 2.4 deberá completar el anexo II B

Consumo Humano	Riego Productivo/ Para parquización	U.1.1	U.1.2.	U.1.3	U.2.1	U.2.2 *	U.2.3.	U.2.4*	U.3.1	U.3.2

U.3.3	U.3.4	U.6.1	U.6.2	U.6.3	U.7.9	U.10

Total de agua adquirida de terceros en m3 durante el AÑO:	2021	

identificación del proveedor/ razon social	**volumen total en m3 adquirido durante el Año**

	Si/NO	**Uso U**	Volumen total en m3 utilizado Año
Se efectúan otros usos no alcanzados por la Disposición 57/2020 y se presenta ddjj anual*:			

*en caso de respuesta afimativa se deberá indicar los Usos y volumenes totales utilizados

El que suscribe, Don ....., en su carácter de ..... afirma que los datos consignados en este formulario son correctos y completos y que ha confeccionado esta Declaración Jurada, sin omitir ni falsear dato alguno que deba contener, siendo fiel expresión de la verdad.

Lugar y Fecha:

Firma:

DISPOSICIÓN N° 588/21

Neuquén, 17 de diciembre de 2021.

VISTO:

El EX-2021-00754230-NEU-SRH#MERN del Registro de la Subsecretaría de Recursos Hídricos dependiente del Ministerio de Energía y Recursos Naturales; y

CONSIDERANDO:

Que la Municipalidad de Neuquén ha previsto la intervención urbanística de la Costanera de los ríos Neuquén y Limay, con el objetivo de habilitar y poner en valor un frente de ribera continuo que aumente las posibilidades recreativas, turísticas y de circuitos saludables con las que cuenta la ciudad, aprovechando toda la potencialidad del recurso;

Que en virtud de ello, la Municipalidad de Neuquén presentó el Proyecto Costanera de los ríos Limay y Neuquén en sus correspondientes Tramos: Tramo A Sector 1B (entre Obrero Argentino y Las Frutillas), Sector 1A (Península entre calles Las Frutillas y Lope de Vega) y Sector 1C (entre Lope de Vega y Aguado), Tramo B (entre Aguado y RN 22), Tramo C (entre RN 22 y calle Cosentino) y Tramo D (entre Cosentino y Parque Agreste);

Que en el citado Proyecto se contempló la generación de espacios de recreación, deportivos y de servicios comerciales, circuitos de senderos peatonales, bicisendas y caminos con accesos para ambulancias y/o vehículos de seguridad, servicios sanitarios y salas/centros de información e interpretación, con soluciones a desarrollar en diferentes Tramos y Sectores, con una extensión aproximada de 11 Km.;

Que en todo el desarrollo se procuró la realización de soluciones urbanísticas, vehiculares, peatonales, dando respuesta a las potenciales interferencias y afectaciones de servicios, las protecciones de las márgenes costeras, así como también la menor afectación de las propiedades linderas, los bienes materiales e inmateriales, en el marco de la sustentabilidad ambiental de las obras;

Que mediante reuniones técnicas efectuadas entre la Municipalidad de Neuquén, la empresa contratista IATASA y personal técnico de la Subsecretaría de Recursos Hídricos se efectuó un proceso de consultas y evaluación para llegar a un acuerdo del tipo de obras a efectuar;

Que el Proyecto en general se adecúa a los criterios técnicos de diseño y es beneficioso para la protección de los espacios ribereños, ya que en el mismo se contempla la consolidación de terraplenes y la defensa costera, complementando las infraestructuras ya construidas por privados, Cordineu, la AIC y la Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Provincia;

Que en virtud de las particularidades de los Tramos y Sectores definidos en el Proyecto, se hace necesario un análisis pormenorizado de las características y condiciones para lograr las mejores soluciones técnicas;

Que en el trámite que nos ocupa se analizan las obras del Tramo A - Sector 1 A en la denominada Península de Hiroki;

Que a su vez el Tramo A Sector 1 A, está comprendido por una zona inicial denominada Acción Concertada Cordineu - Frutal según Ordenanza 13.098 (para el desarrollo del Paseo Costero) y luego continua en el Espacio Público Hídrico de los ríos Neuquén y Limay;

Que en base a la información topográfica disponible y las modelaciones matemáticas elaboradas por la AIC para los caudales de Línea de Ribera ocurriendo simultáneamente en los ríos Neuquén (600 m3/s) y Limay (1290 m^3/s) se determinó el límite del Espacio Público Hídrico en el área de la Confluencia;

Que el área de Acción Concertada Cordineu-Frutal, se encuentra fuera del Espacio Público Hídrico y las obras a ejecutar no afectan el libre escurrimiento de las aguas ante eventos de crecida;

Que las obras propuestas dentro del Espacio Público Hídrico consisten en la apertura de caminos para senderos y la ejecución de zonas recreativas con la colocación de bancos, pérgolas y mobiliario urbano con la menor intervención posible en el ambiente;

Que todas las obras propuestas se ejecutarán “respetando el nivel del terreno natural actual no afectando el escurrimiento del agua ante crecidas de los ríos Neuquén y Limay”;

Que en particular las obras a ejecutar dentro del denominado Parque Ribereño de la Confluencia Península de Hiroki se proyectan dentro del Espacio Público Hídrico de los ríos Neuquén y Limay, por lo tanto, corresponde emitir un permiso de uso del Espacio Público Hídrico;

Que personal técnico perteneciente a esta Subsecretaría, revisó el proyecto presentado, obteniendo un dictamen técnico favorable;

Que la Municipalidad de Neuquén deberá efectuar el mantenimiento de las obras a ejecutar con el fin de garantizar las condiciones de diseño definidas en la misma;

Que la autorización de obra y permiso de uso de Espacio Público Hídrico no implica garantizar la seguridad frente a los riesgos derivados de la actividad deportiva y recreativa;

Que la utilización que pretende realizar la Municipalidad de Neuquén es compatible con la preservación del cauce natural y el respeto al medio ambiente;

Que las obras a ejecutar en el TRAMO A Sector 1 A cuentan con la Viabilidad Ambiental emitida por parte de la Subsecretaría de Medio Ambiente y Protección Ciudadana de la Ciudad de Neuquén mediante Disposición Nº 081/2021 SMAyPC;

Que sin perjuicio de dichas conformidades corresponde arbitrar los medios necesarios para minimizar los potenciales incidentes que pudieran producirse, por lo cual e independientemente de lo previsto por la Municipalidad, en sus planes de contingencia, se entiende razonable la imposición de cuestiones mínimas a implementar durante la ejecución de las obras;

Que el uso del Espacio Público Hídrico se encuadra en lo normado por el Artículo 8° de la Ley 899 Código de Aguas y los Artículos 10°, 15°, 27°, 28°, 30°, 31° y 32° del Decreto Reglamentario N° 790/99;

Que las actuaciones se encuadran en los Artículos 2°, 3°, 7° incisos “e”, “i”, “j” conexos y concordantes del Código de Aguas y los Artículos 9°, 10°, 13°, 15°, 17°, 21°, 22°, 24°, 30°, 31°, 32°,163°, 164° conexos y concordantes del Anexo I del Decreto Reglamentario N° 790/99;

Por ello, y en uso de sus atribuciones;

EL SUBSECRETARIO DE RECURSOS HÍDRICOS
DISPONE:

Artículo 1º: Otórgase a la Municipalidad de Neuquén, permiso de uso del Dominio Público Hídrico por un lapso de veinte (20) años, de la Zona delimitada por las coordenadas de los vértices de la Tabla del Anexo I, que forma parte de la presente y en el Mapa 1 (IF-2021-01773318-NEU-TECPLAN#SRH) que obra en las actuaciones y como Anexo II, forma parte de la norma y se embebe a la presente, en el Espacio Público Hídrico de los ríos Neuquén y Limay.

Artículo 2º: Autorízase a la Municipalidad de Neuquén, a la ejecución de las obras de senderos, zonas recreativas y Centro de Interpretación y Control de Acceso dentro del Espacio Público Hídrico en la Confluencia de los ríos Neuquén y Limay, condicionado a la presentación y aprobación de esta Autoridad de Aplicación de los respectivos proyectos ejecutivos particulares.

Artículo 3º: Deberá la Municipalidad de Neuquén realizar una utilización compatible con la preservación del cauce natural y el respeto al medio ambiente, no pudiendo realizar un uso intensivo del predio que favorezca la erosión del suelo ni instalar o construir estructuras físicas que obstaculicen o se interpongan a la libre circulación del agua.

Artículo 4º: Deberá la Municipalidad de Neuquén, abonar el canon correspondiente al uso del recurso hídrico - Espacio Público Hídrico, cuando éste se establezca reglamentariamente.

Artículo 5º: Oblígase a la Municipalidad de Neuquén, a prestar especial atención a los avisos de alerta de crecida de los ríos Neuquén y Limay emitidos por la AIC para la zona, durante la ejecución de la obra; asumiendo que existen probabilidades que pueda ser necesario realizar el abandono de la zona intervenida a fin de evitar efectos no deseados.

Artículo 6º: Prohíbase a la Municipalidad de Neuquén Concesionar o Autorizar a terceros al uso del Espacio Público Hídrico sin la expresa autorización de esta Autoridad de Aplicación.

Artículo 7º: Atribúyase a la Municipalidad de Neuquén, la responsabilidad total y plena por el diseño, cálculo y ejecución de las obras e INHÍBASE de introducir variantes de calidad, dimensiones o usos a las incluidas que no fueran previamente autorizadas por esta Autoridad de Aplicación.

Artículo 8º: Atribúyase a la Municipalidad de Neuquén, la responsabilidad exclusiva por los daños que ocasione a terceros o al medio ambiente en general; sin perjuicio de lo cual, ante situaciones de alto riesgo y en pos del beneficio del "interés público", esta Autoridad de Aplicación podrá ordenar la destrucción y/o reconstrucción bajo nuevas condiciones de diseño de las obras que generen dicha situación, bajo total responsabilidad y coste.

Artículo 9º: Impóngase a la Municipalidad de Neuquén, ejecutar un Programa de Mantenimiento de las obras de arte y complementarias, con el fin de garantizar las condiciones de seguridad y estabilidad diseñadas para las mismas.

Artículo 10º: Notifícase a la Municipalidad de Neuquén de lo dispuesto en la presente norma.

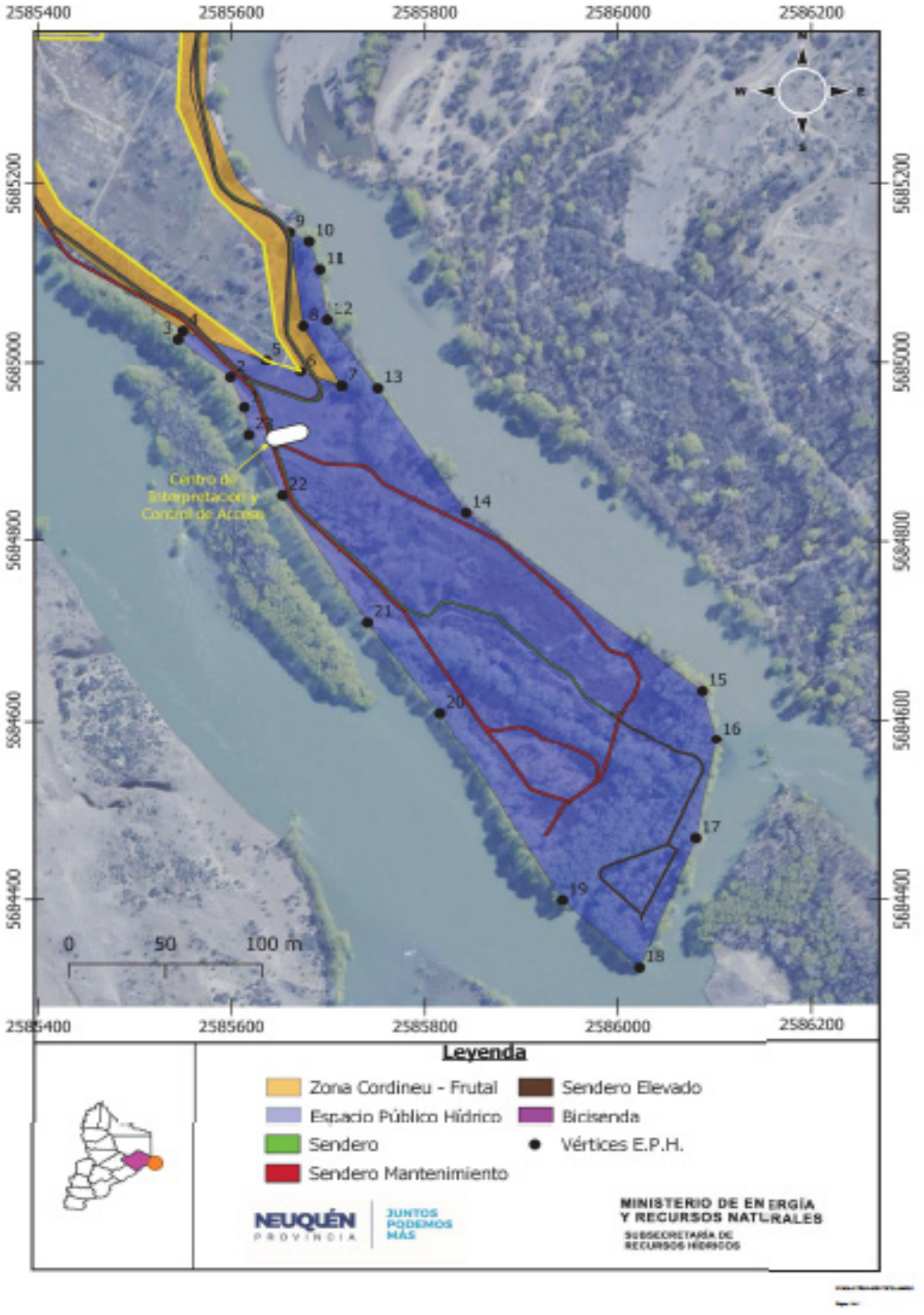
Artículo 11º: Regístrese, comuníquese, publíquese, dese intervención al Boletín Oficial y cumplido, Archívese.

Fdo. Horacio Carvalho, Subsecretario, Subsecretaría de Recursos Hídricos.

ANEXO I

Vértice	X	Y
1	5.684.948,71	2.585.613,24
2	5.684.982,35	2.585.598,90
3	5.685.025,64	2.585.544,79
4	5.685.035,13	2.585.549,83
5	5.685.002,36	2.585.635,94
6	5.684.988,76	2.585.671,68
7	5.684.972,61	2.585.714,07
8	5.685.040,74	2.585.674,40
9	5.685.145,42	2.585.660,35
10	5.685.135,34	2.585.680,52
11	5.685.103,75	2.585.691,63
12	5.685.047,58	2.585.699,24
13	5.684.969,74	2.585.750,91
14	5.684.830,82	2.585.842,47
15	5.684.634,09	2.586.087,42
16	5.684.579,31	2.586.101,96
17	5.684.468,71	2.586.080,68
18	5.684.323,98	2.586.022,33
19	5.684.399,19	2.585.942,49
20	5.684.609,23	2.585.815,35
21	5.684.710,66	2.585.740,25
22	5.684.850,23	2.585.652,93
23	5.684.917,65	2.585.618,00

Tabla: Vértices y Coordenadas (Posgar 94 - Faja 2).


2585400
2585600
2585800
2586000
2586200
5685200
5685000
5684800
5684600
5684400
Centro de Interpretación y Control de Acceso
0
50
100 m
Leyenda
Zona Cordineu - Frutal
Espacio Público Hídrico
Sendero
Sendero Mantenimiento
Sendero Elevado
Bicisenda
Vértices E.P.H.
NEUQUÉN PROVINCIA
JUNTOS PODEMOS MÁS
MINISTERIO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES
SUBSECRETARÍA DE RECURSOS HÍDRICOS

RESOLUCIÓN N° 142/21

Neuquén, 24 de noviembre de 2021.

VISTO:

El Expediente N° 8800-002219/20 (EX-2020-00178722-NEU-DESP-MERN) del Registro del Ministerio de Energía y Recursos Naturales; La Ley Nacional 17319 y su modificatoria 27007, la Resolución del Ministerio de Energía y Recursos Naturales N° 053/20; y

CONSIDERANDO:

Que a través de la Resolución N° 53/20, el Ministerio de Energía y Recursos Naturales estableció el procedimiento para otorgar Concesiones de Explotación No Convencional de Hidrocarburos;

Que a través de la Resolución N° 059/20 del Ministerio de Energía y Recursos Naturales, ratificada por Decreto Provincial N° 867/20, se aprobó el Acta Acuerdo de Inversión Hidrocarburífera y sus Anexos I y II, suscripto entre la Provincia del Neuquén y las empresas Gas y Petróleo del Neuquén Sociedad Anónima y ExxonMobil Exploration Argentina Sociedad de Responsabilidad Limitada para el área Los Toldos II Oeste;

Que mediante la normativa aludida en el párrafo precedente se otorgó una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos sobre el área Los Toldos II Oeste, en el marco de los Artículos 27°, 27° bis y 35° de la Ley Nacional 17319 y su modificatoria 27007;

Que en dicho marco, se delimito la superficie que abarcaría el Plan Piloto a desarrollarse, de la cual quedó una superficie remanente no delimitada por el mismo, por lo que, teniendo en cuenta además el valor estimado de los recursos no convencionales a explotar existentes en dicha área, se consideraron los parámetros establecidos en la Resolución N° 53/20 -Anexo II- referida con anterioridad, dando como resultado un Bono de Extensión de Área que fuera abonado por la empresa ExxonMobil Exploration Argentina Sociedad de Responsabilidad Limitada;

Que mediante Resolución N° 94/20 del Ministerio de Energía y Recursos Naturales, ratificada por el Decreto Provincial N° 1146/20, se tuvieron por cumplidos los requerimientos previstos en dicha Resolución N° 053/20 y se otorgó una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos sobre la totalidad de la superficie del área Aguada Cánepa, de conformidad con los Artículos 27°, 27° Bis y 35° de la Ley Nacional 17319, modificada por la Ley Nacional 27007;

Que posteriormente, por la Resolución N° 023/21 del Ministerio de Energía y Recursos Naturales, ratificada mediante el Decreto Provincial N° 331/21, se tuvieron por cumplidos los requerimientos previstos en la misma normativa aludida y se otorgó a la empresa Gas y Petróleo del Neuquén Sociedad Anónima una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos sobre el área Mata Mora Norte de conformidad con los Artículos 27°, 27° bis y 35° de la Ley Nacional 17319, modificada por la Ley Nacional 27007;

Que por Resolución N° 133/21 del Ministerio de Energía y Recursos Naturales, ratificada por Decreto Provincial N° 2004/21, se otorgó a las empresas YPF Sociedad Anónima, Bajo del Toro I Sociedad de Responsabilidad Limitada y Equinor Argentina B.V. (Sucursal Argentina) una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos sobre el área Bajo del Toro Norte, derivada del área Bajo del Toro, de conformidad con los Artículos 27°, 27° Bis y 35° de la Ley Nacional 17319, modificada por la Ley Nacional 27007 y se tuvieron por cumplidos los requerimientos previstos en la Resolución N° 053/20 mencionada;

Que no obstante haberse tenido en cuenta la Resolución N° 053/20 para el otorgamiento de las Concesiones No Convencionales de Hidrocarburos aludidas, el proceso de implementación y estudio permanente de las adecuaciones de la norma a las condiciones geológicas y operativas actuales, que responden a la curva de aprendizaje propia de ésta actividad en pleno desarrollo tecnológico, han motivado la necesidad de una revisión de dicha Resolución N° 53/20, de manera de lograr mayor eficiencia, en cuanto a la actividad comprometida del Plan Piloto y su distribución, para la solicitud y otorgamiento

de Concesiones de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, en la búsqueda de un mayor grado de certeza de los productores al asumir compromisos firmes de inversión, teniendo siempre en cuenta los mejores intereses de la Provincia;

Que en relación a la mencionada revisión y de acuerdo a los criterios propuestos en “Guidelines for the Application of the Resources Management System” (2011), amerita profundizar en la cuestión, a efectos de una correcta fundamentación de las sustituciones e incorporaciones que se realizan en el marco de la presente;

Que en tal sentido, si bien los reservorios no convencionales pueden tener continuidad lateral, las características petrofísicas, geoquímicas y estructurales, como así también el tipo de fluido a producir, pueden presentar variaciones dentro de los límites de las áreas de permiso o concesión, con lo cual resulta necesario identificar las mencionadas variaciones para definir Zonas Geológicamente Análogas (Anexo I), lo cual permitirá lograr un Plan Piloto adecuado a las características geológicas dentro de los límites de las áreas de permiso o concesión;

Que con el objetivo de mejorar los criterios de evaluación de la superficie incluida dentro del Área del Piloto, se considera el volumen deriskeado por los pozos con producción previos a la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos y su respectiva proyección de las diferentes categorías de recursos esperados en superficie de acuerdo a los criterios de cantidad de pozos por nivel de navegación (Anexo I);

Que en virtud de que en Zonas Geológicamente Análogas con reservarías shale con dos o más niveles de navegación, en las que debido a condiciones técnicas y operativas actuales no es viable perforar más de dos pozos por nivel de navegación en la misma dirección en un PAD inicial, resulta necesario incorporar un criterio de Radio de Búsqueda, conforme se indica en el Anexo Ide la presente norma legal;

Que el Radio de Búsqueda es una longitud que se aplica tanto sobre pozos a perforar, como a los perforados con producción previos al Plan Piloto o a la combinación de ambos, y su extensión depende de la configuración del PAD considerado para la Etapa de Desarrollo Continuo, el cual permite considerar la superficie deriskeada por pozos cercanos, siempre de acuerdo al criterio de cantidad de pozos por PAD;

Que en el caso de reservarías shale, se incorpora la Matriz de Evaluación de Actividad Previa como herramienta para evaluar e identificar la actividad ejecutada en etapas previas a la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, vinculada al conocimiento y caracterización de los diferentes niveles de navegación identificados en cada Zona Geológicamente Análoga (Anexos I y IV);

Que considerando que la actividad previa a la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos vinculada a la caracterización y evaluación del reservorio de interés disminuye la incertidumbre sobre los resultados a obtener durante el Plan Piloto, la aplicación de la Matriz de Evaluación de Actividad Previa, al incluir aspectos vinculados a las características geológicas y productivas, define una mejor distribución de las diferentes categorías de recursos esperados generados por la actividad ejecutada y por la comprometida para el Plan Piloto en cada Zona Geológicamente Análoga;

Que debido a que pueden existir Zonas Geológicamente Análogas con menos de 30 km^2 de superficie y que en función de la actividad previa a la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos y a la comprometida para el Plan Piloto, el 40% o más del Área de Piloto se puede extender por fuera de los límites de la zona en cuestión, las diferentes categorías de recursos esperados que queden por fuera de la misma podrán incluirse dentro de la Zona Geológicamente Análoga (Anexo I);

Que aunque la definición de PAD indicada en el Anexo II de la Resolución N° 53/20 es correcta, resulta conveniente aclarar que la configuración del mismo en cuanto a cantidad de pozos, longitud de rama horizontal y distanciamiento, dependerá del esquema propuesto en el Programa de Desarrollo Continuo, considerando los criterios utilizados por la industria en la actualidad;

Que se estima conveniente detallar en el Anexo III la información mínima a incorporar para la solicitud de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos;

Que corresponde establecer, para las Concesiones de Explotación No Convencional de Hidrocarbu-

ros que se otorguen de conformidad con lo establecido en la presente norma legal, que dos (2) meses antes de la finalización del Plan Piloto aprobado y dentro de la primera quincena del mes de diciembre de cada año durante la vigencia de la misma, las concesionarias deberán someter a la aprobación de la Autoridad de Aplicación, la actualización del Programa de Desarrollo Continuo, el que deberá contener las inversiones y trabajos que se prevén realizar durante el período de la concesión, de acuerdo con lo estipulado los Artículos 31° y 32° de la Ley Nacional 17319 y además que las inversiones y trabajos correspondientes al año siguiente al de cada presentación serán considerados como un compromiso firme de cumplimiento, pudiendo las concesionarias extender dicho compromiso respecto de aquellas correspondientes a los tres (3) años siguientes al de la presentación;

Que lo precedentemente indicado resalta que la actividad hidrocarburífera se desarrolla en un entorno en permanente evolución, generando la necesidad de una revisión periódica del marco normativo, que permita adecuarse al contexto vigente en cada momento, permitiendo a la Autoridad de Aplicación cumplir sus funciones;

Que resulta prioritaria la necesidad de la promoción, desarrollo y ejecución en el territorio provincial de planes destinados a incrementar racionalmente la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos;

Que todas las cuestiones técnicas y económicas que fundamentan la revisión fueron analizadas por la Dirección Provincial de Exploración, Explotación y Transporte de Hidrocarburos y la Dirección Provincial de Economía de la Energía, conforme surge de las presentes actuaciones;

Que sobre la modificación o sustitución de un acto administrativo como es el caso de la Resolución N° 53/20, caracterizada Doctrina tiene dicho: Asi como la administración puede -bajo ciertos límites- extinguir un acto por razones de conveniencia, oportunidad o mérito, asi también puede, con iguales limitaciones, modificarlo por tales motivos: la modificación, según los casos, puede importar una extinción parcial o la creación de un acto nuevo en la parte modificada o ambas cosas'; (Tratado de Derecho Administrativo Agustín Gordillo, Tomo III. Cap. XII. Pág. 8);

Que si bien la metodología definida por la Resolución N° 53/20, resulta perfectamente válida y se ajusta a la legislación vigente, las adecuaciones propuestas mediante la presente norma legal buscan otorgar un mayor grado de certeza a la hora de asumir compromisos firmes de inversión por parte de las empresas concesionarias;

Que en consecuencia, la Administración ejerce su potestad discrecional a la hora de adecuar la citada Resolución en pos de fomentar la actividad hidrocarburífera, lo cual resulta beneficioso para los actores que llevan a cabo la misma, teniendo en cuenta los intereses de la Provincia;

Que como bien ya se ha expresado, las adecuaciones contempladas en la presente norma legal resultan beneficiosas a los intereses de las empresas del sector, al tiempo que no perjudican a terceros, ni vulneran derechos otorgados mediante la Resolución N° 53/20;

Que obra dictamen de la Dirección Provincial de Coordinación Legal del Ministerio de Energía y Recursos Naturales, en el marco de lo dispuesto en el Artículo 50°, inc. a) de la Ley 1284 de Procedimiento Administrativo;

Por ello;

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES
RESUELVE:

Artículo 1: Sustitúyense ad referéndum del Poder Ejecutivo Provincial, los Artículos 1°, 5° y 6° de la Resolución N° 53/20, los que quedarán redactados de la siguiente manera:

***"Artículo 1: Establécese,** ad referéndum del Poder Ejecutivo Provincial, que el otorgamiento de toda Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos estará basada en un proyecto de desarrollo que contenga al inicio un Plan Piloto y deberá comprender la extensión territorial afectada al*

mismo, aprobada por la Autoridad de Aplicación conforme a los lineamientos y directrices que se indican en los Anexos I, IIIy IV que integran la presente norma legal".

***"Artículo 5: Establécese** para las Concesiones de Explotación No Convencional de Hidrocarburos que se otorguen de conformidad con lo establecido en la presente norma legal, que dos (2) meses antes de la finalización del Plan Piloto aprobado y dentro de la primera quincena del mes de diciembre de cada año durante la vigencia de la misma, las concesionarias deberán someter a la aprobación de la Autoridad de Aplicación, la actualización del Programa de Desarrollo Continuo, el que deberá contener las inversiones y trabajos que se prevén realizar durante el período de la concesión, de acuerdo con lo estipulado los Artículos 31° y 32° de la Ley Nacional 17319 y además que las inversiones y trabajos correspondientes al año siguiente al de cada presentación serán considerados como un compromiso firme de cumplimiento, pudiendo las concesionarias extender dicho compromiso respecto de aquellas correspondientes a los tres (3) años siguientes al de la presentación".*

***"Artículo 6: Establécese** que la falta de presentación del Programa de Desarrollo Continuo en tiempo y forma, se considerará un incumplimiento de las obligaciones del concesionario y será de aplicación la sanción establecida en el Artículo 87° de la Ley 17319. Asimismo, el incumplimiento sustancial e injustificado de los trabajos e inversiones considerados un compromiso firme de cumplimiento dentro del Programa de Desarrollo Continuo aprobado por la Autoridad de Aplicación, será pasible de la aplicación del Artículo 80 inciso c) de la Ley 17319".*

Artículo 2: Sustitúyense ad referéndum del Poder Ejecutivo Provincial, los Anexos I, II y III de la Resolución N° 53/20, por los Anexos I, II y III, respectivamente, de la presente norma legal.

Artículo 3: Incorpórase ad referéndum del Poder Ejecutivo Provincial, como Anexo IV de la Resolución N° 53/20, el Anexo IV de la presente norma legal.

Artículo 4: Comuníquese, regístrese. Archívese.

FDO.) MONTEIRO

ANEXO I

Extensión superficial del área de Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos en base al Plan Piloto aprobado

La extensión superficial de una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos (CENCH) dependerá de la actividad propuesta por el Plan Piloto y se define como Área de Piloto.

Plan Piloto (Art 27, 27 bis y 35 de la Ley 17319 modificada por Ley 27007): Conjunto de actividades e inversiones con compromiso firme de ejecución en un: plazo de hasta cinco años. El principal objetivo del Plan Piloto es demostrar la ' comercialidad del yacimiento descubierto, ya que incorpora parámetros de operación, evaluaciones de productividad real, costos e inversión. Concluido éste se debería contar con toda la información necesaria para el inicio del Programa de Desarrollo Continuo dentro de niveles aceptables de incertidumbre y condiciones replicables.
Si la totalidad del área de permiso o concesión se estima deriskeada por la actividad previa a la CENCH, aplicando los lineamientos presentados en esta resolución, el Plan Piloto incluirá como compromiso firme actividad planificada para el Programa de Desarrollo Continuo.

Zona Geológicamente Análoga (ZGA): Superficie definida dentro de un área de permiso o concesión provincial, en la que las características geológicas, petrofísicas y productivas del reservaría no convencional de interés, se estiman replicables en toda su extensión a partir de la información disponible (Figura 1)

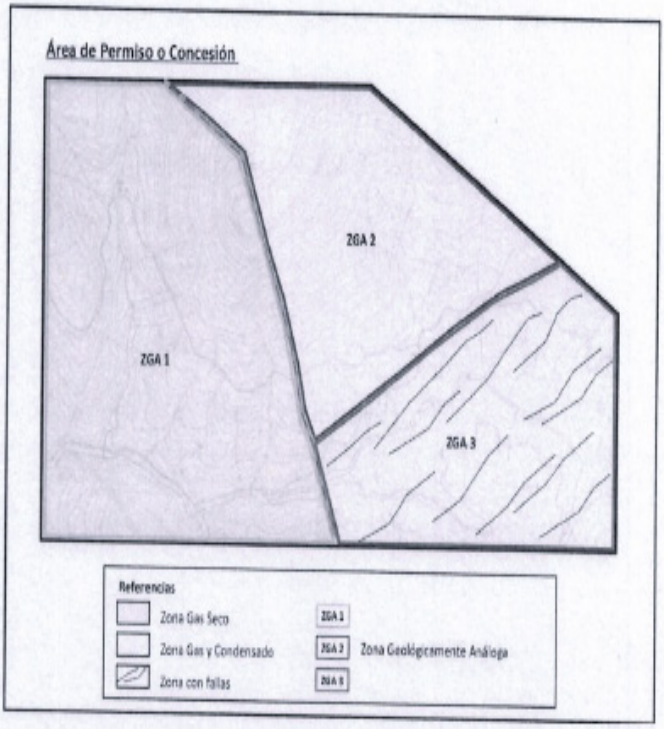


Figura 1. Ejemplo de área de permiso o concesión provincial dividida en tres Zonas Geológicamente Análogas, por diferencias estructurales y en el tipo de fluidos que se espera producir

Área de Piloto: Representación superficial, con geometría de rombo, rectángulo o polígono de superficie equivalente, de un volumen de hidrocarburos en fondo que se espera recuperar con diferentes grados de riesgo dentro de cada ZGA, de acuerdo a los pozos con producción del reservorio de interés previos a la CENCH y a la actividad de al menos un PAD (Ver Anexo II) inicial del Plan Piloto (Figura 2 a y b).

En cuanto a los pozos existentes previos a la CENCH, también generan un PAD inicial y en el caso de reservorios shale, solo se consideran si son horizontales.

MIGUEL A. MÉNDEZ
Director Provincial de Despacho
Ministerio de Energía
y Recursos Naturales

RESOLUCIÓN N° 142 /21

ANEXO I

Los pozos con producción de la etapa previa a la CENCH y la actividad de perforación y producción en un PAD inicial, delimitarán un volumen de recursos esperados en fondo, y se categorizan de acuerdo a lo propuesto por *Patricelli et. al, (1995):*

El valor esperable de los recursos estará mejor representado por el promedio de su curva de distribución total que por su mediana. Es por ello que a efectos de estudiar el caso más probable no se recurre a la C2 sino a un promedio ponderado de las 3 categorías de recursos contingentes:

$$\text{Recursos Esperados} = (X1)*(C1) + (X2)*(C2) + (X3)*(C3)$$

donde:

C1 = Recursos Contingentes Probados
C2 = Recursos Contingentes Probables
C3 = Recursos Contingentes Posibles
X1, X2 y X3 = factores de ponderación para cada categoría de reservas

Los factores de ponderación deberían ser tales que reproduzcan el valor promedio de la curva de distribución y podrán establecerse en función de las condiciones de cada área, aunque su estimación estará a cargo del equipo técnico de la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos, en base a los criterios empleados en la industria en la actualidad e incorporando la información suministrada por los concesionarios que realicen la solicitud de CENCH.

Cada categoría de Recurso Esperado estará representado en superficie por el **Área por PAD,** en el caso de pozos horizontales, o por el **Área por pozo**, para los verticales o dirigidos (Ver Anexo II).

Área Remanente: Superficie incluida dentro de los límites de la ZGA en las condiciones vigentes al momento de la solicitud de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, pero que está por fuera de la superficie delimitada por el Área de Piloto (Figura 2 a y b).

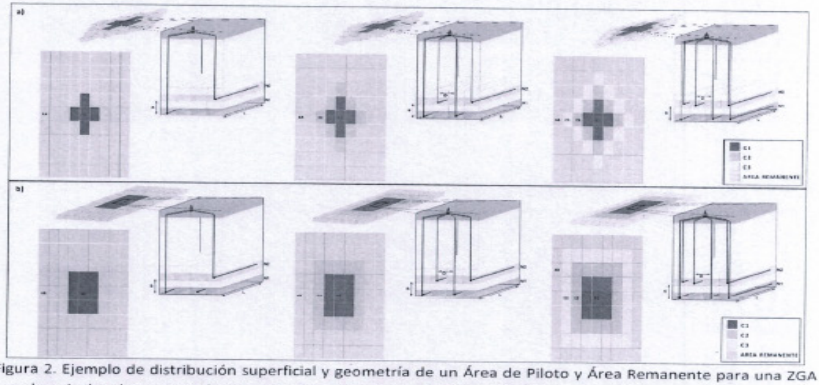


Figura 2. Ejemplo de distribución superficial y geometría de un Área de Piloto y Área Remanente para una ZGA con dos niveles de navegación identificados. a) ZGA con Área de Piloto con geometría de rombo y extensión hasta C1, C2 o C3 de acuerdo a la cantidad de pozos horizontales por nivel, más Área Remanente. b) ZGA con Área de Piloto con geometría de rectángulo y extensión hasta C1, C2 o C3 de acuerdo a la cantidad de pozos horizontales por nivel, más Área Remanente.

MIGUEL A. MÉNDEZ
Director Provincial de Despacho
Ministerio de Energía
y Recursos Naturales

RESOLUCIÓN N° 142 /21

ANEXO I

Reservorios shale: Extensión superficial del Área de Piloto y distribución geométrica de los recursos esperados en cada ZGA

La extensión superficial del Área de Piloto y la distribución geométrica de las diferentes categorías de recursos depende de la presencia de pozos horizontales con producción de etapas previas a la CENCH, de la actividad de perforación y producción del Plan Piloto y de la aplicación de la Matriz de Evaluación de Actividad Previa (MEAP) (Anexo IV), de acuerdo a lo propuesto en "Guidelines for the Application of the Resources Management System" (2011), o del criterio que en un futuro lo reemplace.

a) Extensión superficial del Área de Piloto

En cuanto a la extensión superficial, si bien el Área de Piloto comprende hasta los Recursos Esperados C3, el límite corresponderá hasta C1 cuando se realice o exista un pozo horizontal por cada nivel de navegación identificado en el PAD inicial, hasta C2 cuando se realicen o existan dos pozos horizontales por cada nivel de navegación identificado en el PAD inicial y hasta C3 cuando se realicen o existan más de dos pozos horizontales por nivel de navegación identificado en el PAD inicial (Tabla 1) (Figura 3).

Tabla 1. Categoría de Recursos Esperados habilitados de acuerdo a la cantidad de pozos por nivel de navegación en el PAD inicial

	C1	C2	C3
1 Nivel de Navegación	1	2	3
2 Niveles de Navegación	2	4	6
3 Niveles de Navegación	3	6	9
4 Niveles de Navegación	4	8	12
n Niveles de Navegación	1*n	2*n	3*n

Es posible combinar los pozos con producción previos a la CENCH con los propuestos para el Plan Piloto para habilitar las diferentes categorías de Recursos Esperados (Ejemplo 1).

Ejemplo 1:

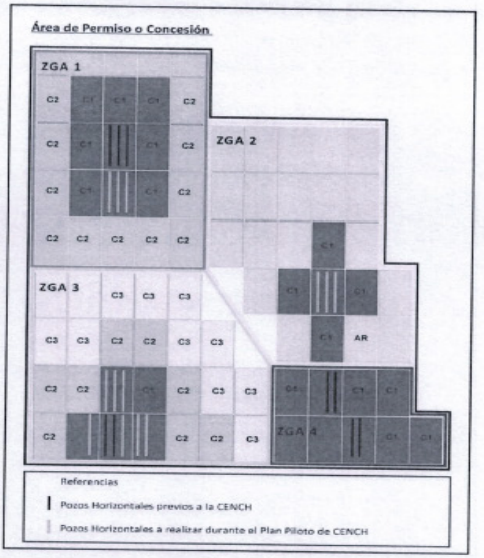
Si existe un pozo horizontal con producción, en una ZGA dónde se identifica un nivel de navegación, el Área de Piloto corresponde hasta Recursos Esperados C1, pero si durante el Plan Piloto se incorpora otro pozo horizontal en la misma locación, el Área del Piloto será hasta C2, ya que se considera que hay dos pozos por PAD por nivel de navegación.

PROVINCIA DEL NEUQUÉN Ministerio de Energía y Recursos Naturales

MIGUEL A. MÉNDEZ
Director Provincial de Despacho
Ministerio de Energía
y Recursos Naturales

RESOLUCIÓN N° 142 /21

ANEXO I



ZGA 1 • 3 Niveles de navegación • Actividad previa a CENCH: 3 pozos horizontales (1 por nivel) • MEAP 8,5 – Rectángulo • Actividad Plan Piloto: 3 pozos horizontales (1 por nivel) • Área de Piloto hasta C2 • Sin Área Remanente	**ZGA 2** • 3 Niveles de navegación • Actividad previa a CENCH: Sin actividad • MEAP 2 – Rombo • Actividad Plan Piloto: 3 pozos horizontales (1 por nivel) • Área de Piloto hasta C1 • Área Remanente
ZGA 3 • 3 Niveles de navegación • Actividad previa a CENCH: 2 pozos horizontales a diferentes niveles • MEAP 6 – Rombo Flexible • Actividad Plan Piloto: 7 pozos horizontales para completar 3 pozos nivel • Área de Piloto hasta C3 • Sin Área Remanente	**ZGA 4** • 4 Niveles de navegación • Actividad previa a CENCH: 4 pozos horizontales (1 por nivel) • MEAP 9,3 – Rectángulo Flexible • La actividad previa deriskea hasta C1

Figura 3. Ejemplo de área de permiso o concesión provincial dividida en 4 ZGA. Extensión superficial y geometría del Área de Piloto para cada ZGA, de acuerdo a la actividad previa a la CENCH, aplicación de la MEAP y pozos considerados para el Plan Piloto.

En ZGA donde se identifiquen dos o más niveles de navegación y que por razones operativas no se pueda perforar un PAD inicial con más de dos pozos por nivel en la misma dirección, es aplicable el criterio de **Radio de Búsqueda**.

La longitud del Radio de Búsqueda, resulta de la distancia horizontal entre los tres PADs de C1 y depende de la configuración del PAD inicial. El Radio de Búsqueda se puede aplicar tanto entre los pozos a perforar, como entre los perforados con producción previos al Plan Piloto o a la combinación de ambos (Figura 4).

PROVINCIA DEL NEUQUÉN Ministerio de Energía y Recursos Naturales

MIGUEL A. MÉNDEZ
Director Provincial de Despacho
Ministerio de Energía
y Recursos Naturales

RESOLUCIÓN N° 142 /21

ANEXO I

Cuando se aplica el Radio de Búsqueda, las diferentes categorías de recursos esperados generados se distribuyen de manera tal que los pozos considerados quedan incluidos dentro del Área de Piloto (Figura 4).

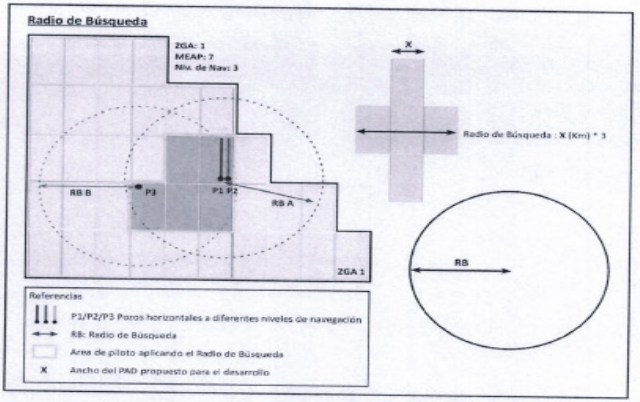


Figura 4. Ejemplo de Área de Piloto con aplicación de Radio de Búsqueda, en una ZGA con 3 niveles de navegación, MEAP de 7 y 3 pozos horizontales.

b) Distribución geométrica del Área de Piloto

La distribución geométrica de las diferentes categorías de recursos del Área de Piloto depende de la aplicación de la MEAP, que en función del estado de conocimiento de cada nivel de navegación identificado por ZGA, resulta en cuatro distribuciones diferentes. Para ZGA con dos o más niveles de navegación, el valor de la MEAP resultará del promedio entre los valores obtenidos para cada nivel (Tabla 2).

Tabla 2. Distribución geométrica de las diferentes categorías de Recursos Esperados del Área del Piloto por ZGA según aplicación de la MEAP

Valor de MEAP	Distribución Geométrica
1 – 4,99	Rombo
5 – 7,99	Rombo Flexible
8 – 8,99	Rectángulo
9 – 10	Rectángulo Flexible

Cuando la geometría del Área de Piloto es un rombo o un rectángulo no flexible (Valor de MEAP de 1 a 4,99 y de 8 a 8,99), las diferentes categorías de recursos esperados se distribuyen alrededor del PAD inicial, aunque alguna porción quede por fuera de la ZGA (Figura 3).

MIGUEL A. MÉNDEZ
Director Provincial de Despacho
Ministerio de Energía
y Recursos Naturales

RESOLUCIÓN N° 142 /21

ANEXO I

En los casos dónde la geometría del Área de Piloto es flexible (Valor de MEAP de 5 a 7,99 y de 9 a 10), la superficie del rombo o rectángulo puede distribuirse de manera libre alrededor del PAD inicial dentro de la ZGA, y será equivalente a la superficie que resulta del producto del Área por PAD por la cantidad de PADs deriskeados (Tabla 3) (Figura 3).

Tabla 3. Cantidad de PADs habilitados por categoría de Recurso Esperado de acuerdo al número de pozos por nivel de navegación en el PAD inicial

	C1	C2	C3	Totales
Geometría de Rombo	5	8	12	25
Geometría de Rectángulo	9	16	24	49

El valor obtenido por la MEAP es también aplicable a la superficie deriskeada por los pozos horizontales con producción previos a la CENCH, siempre y cuando se cumpla el criterio de cantidad de pozos por nivel de navegación.

Consideraciones para ZGA con menos de 30 km²

En ZGA, cuya superficie sea menor a 30 km² y la MEAP indique que la distribución de recursos esperados tiene geometría de rombo o rectángulo no flexible, se puede distribuir la superficie del Área del Piloto de manera libre, siempre y cuando más del 40% del rombo o rectángulo quede por fuera de la ZGA (Figura 5).

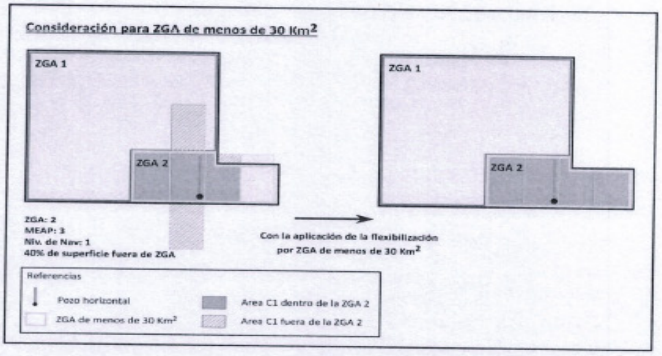


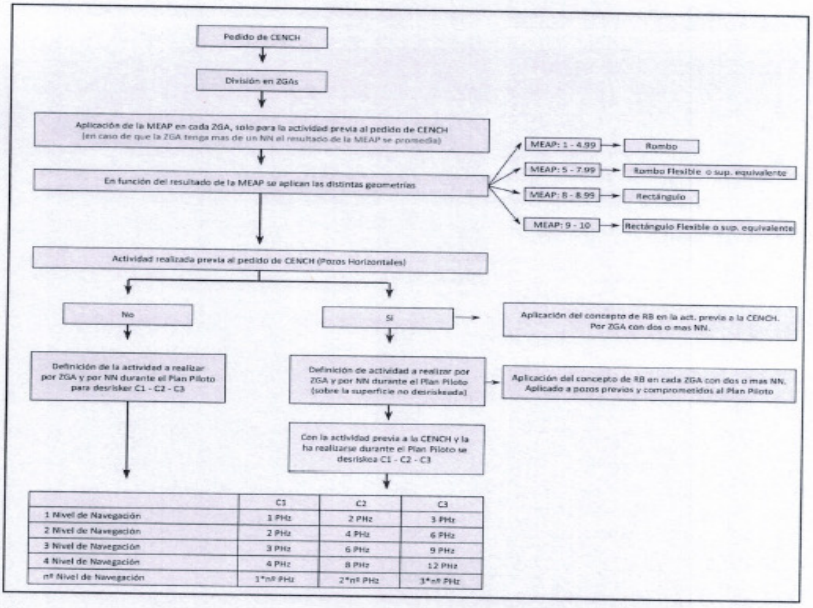
Figura 5. Ejemplo de ZGA 2 con superficie menor a 30 km² y más del 40 % de la superficie deriskeada por fuera con aplicación de criterio de flexibilización.

MIGUEL A. MÉNDEZ
Director Provincial de Despacho
Ministerio de Energía
y Recursos Naturales

RESOLUCIÓN N° 142 /21

ANEXO I

Resumen metodología para definición de extensión superficial del Área de Piloto y distribución geométrica de las categorías de Recursos Esperados en cada ZGA para reservorios shale



	C1	C2	C3
1 Nivel de Navegación	1 PHz	2 PHz	3 PHz
2 Nivel de Navegación	2 PHz	4 PHz	6 PHz
3 Nivel de Navegación	3 PHz	6 PHz	9 PHz
4 Nivel de Navegación	4 PHz	8 PHz	12 PHz
nº Nivel de Navegación	1*nº PHz	2*nº PHz	3*nº PHz

Figura 6. Resumen de la metodología aplicable para definir la geometría y extensión superficial del Área de Piloto. NN: Nivel de Navegación. PHz: Pozos Horizontales

Reservorios tight: Extensión superficial del Área de Piloto y distribución geométrica de las categorías de Recursos Esperados en cada ZGA

Para el caso de pozos verticales y/o dirigidos en reservorios tight, la extensión del Área de Piloto dependerá de la cantidad, ubicación y radio de drenaje de los pozos a perforar, así como también del número de capas, que de acuerdo a un modelo geológico inicial, se estima que son de interés; con el fin de verificar la continuidad del reservorio y sus características principales, así como también de la productividad.

De esta manera con la perforación, terminación y conexión de un pozo se genera un Área por Pozo y el límite de la CENCH se extendería inicialmente hasta C2, siendo cada polígono de recurso equivalente al área de drenaje del pozo. Con la información disponible en cada caso, la actividad comprometida en el Plan Piloto y acorde a las mejores prácticas de la industria, la Autoridad de Aplicación podrá modificar la extensión de dicha superficie (Figura 7).

MIGUEL A. MÉNDEZ
Director Provincial de Despacho
Ministerio de Energía
y Recursos Naturales

RESOLUCIÓN N° 142 /21

ANEXO

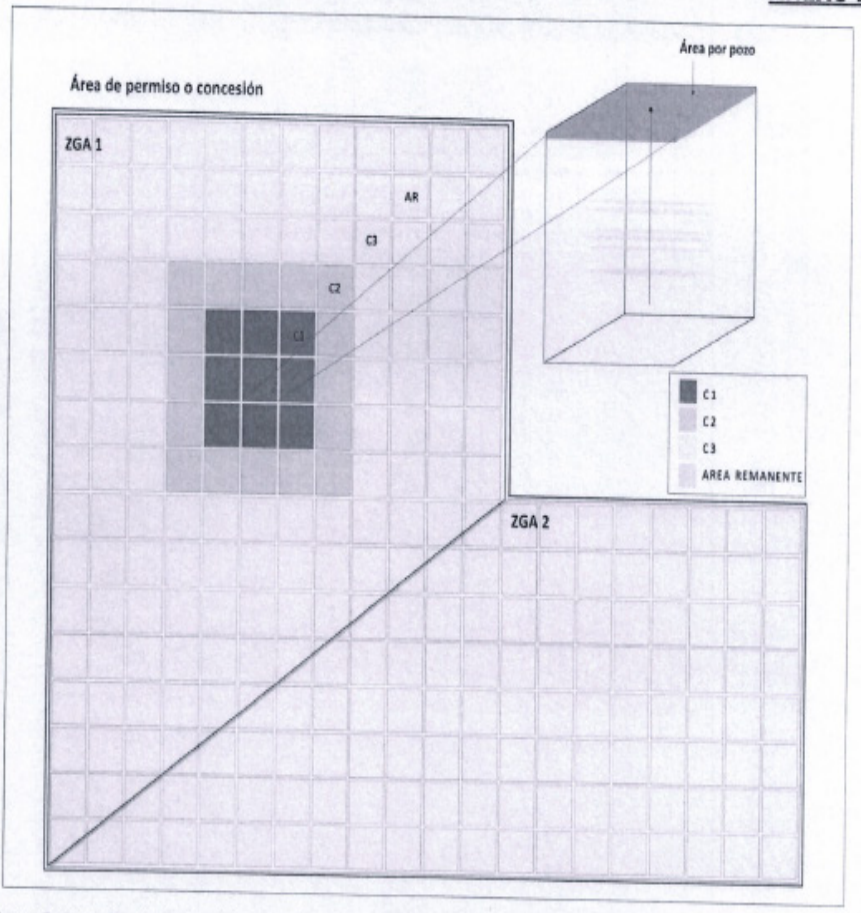


Figura 7. Ejemplo de distribución superficial y geometría del Área de Piloto y Área Remanente. De acuerdo a la cantidad de pozos verticales y/o dirigidos, la extensión se habilitará hasta C1, C2 o C3.

PROVINCIA DEL NEUQUÉN Ministerio de Energía y Recursos Naturales

MIGUEL A. MÉNDEZ
Director Provincial de Despacho
Ministerio de Energía
y Recursos Naturales

RESOLUCIÓN N° 142 /21

ANEXO II

Valor monetario del Área Extendida y parámetros para el cálculo del Bono de Extensión de Área

El valor monetario del Área Remanente depende de la distribución de las diferentes categorías de Recursos Esperados dentro de cada ZGA, de acuerdo a la cantidad de potenciales Áreas de Piloto que entrarán en ésta.

Para el cálculo del valor monetario del Área Remanente se utiliza una metodología mixta que incorpora información real y estadística de acuerdo a parámetros volumétricos y operativos que se resumen en tres ejes principales:

- Características geológicas del reservorio. Continuidad lateral, porosidad, permeabilidad, saturación de agua, contenido de materia orgánica y características geomecánicas. Esto permite determinar espesores útiles y niveles de navegación.

- Esquema de pozo. Vertical, dirigido u horizontal. Cantidad de etapas de fractura y en el caso de los pozos horizontales, longitud de la rama.

- Historia de producción real y pozo tipo de la formación objetivo, obtenidos en la zona a partir de pozos descubridores u analogía con otras regiones de acuerdo a las características del reservorio, del esquema de pozo y a las políticas de explotación.

Parámetros necesarios para realizar el cálculo del Bono de Extensión de Área

A. Factor de % para bono: Se valoriza el 2% de la estimación de recursos esperados. Dicho porcentaje podrá ser ajustado teniendo en consideración accesibilidad a infraestructura de transporte y tratamiento, el grado de desarrollo de las áreas hidrocarburíferas vecinas, ubicación geográfica, entre otros.

B. Valor del barril petróleo y del MM btu de gas (USD): Promedio de cuenca de los últimos 2 años.

C. Área por pozo (km^2): Área de un polígono que representa en superficie el volumen a drenar en fondo por una perforación y cuya forma depende del diseño de pozo (Figuras 8 y 9).

D. PAD: Área geográfica correspondiente a una locación múltiple desde dónde se perforan 2 o más pozos, cuyo objetivo es minimizar el movimiento de suelo, caminos, equipos y centralizar instalaciones. La cantidad de pozos, la longitud de rama horizontal y el distanciamiento, dependerá del esquema propuesto para el Programa de Desarrollo Continuo.

E. Área por PAD (km^2): Surge de la multiplicación del **Área por pozo** por la cantidad de pozos que se asume perforar por PAD.
El Área por PAD tiene una forma determinada en función del diseño de perforación y del volumen asociado en fondo (Figura 9).

F. Niveles de navegación: Intervalos definidos dentro de un reservorio no convencional que son de interés para perforar con pozos horizontales. En el caso de los reservorios shale, se definen en función del contenido de materia orgánica, de la porosidad y de las características geomecánicas. La separación entre niveles (S) se considera debe ser mayor a 50 m (Figura 9), para minimizar efectos de posibles interferencias entre pozos.
La cantidad de niveles de interés varía en cada área de acuerdo a su ubicación geográfica dentro del contexto de la Cuenca Neuquina.

PROVINCIA DEL NEUQUÉN Ministerio de Energía y Recursos Naturales

MIGUEL A. MÉNDEZ
Director Provincial de Despacho
Ministerio de Energía
y Recursos Naturales

RESOLUCIÓN N° 142 /21

ANEXO II

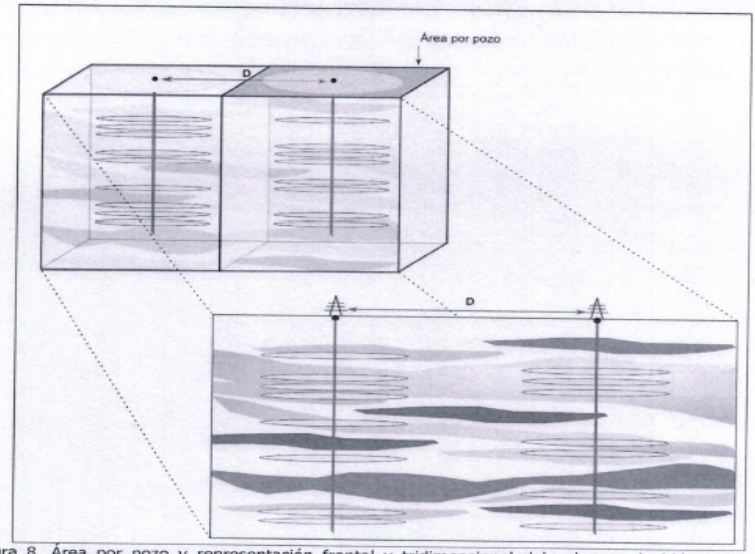


Figura 8. Área por pozo y representación frontal y tridimensional del volumen de hidrocarburos a drenar por un pozo vertical en función de la terminación en diferentes niveles de interés. El radio de drenaje corresponde a la mitad de la distancia entre bocas de pozo.

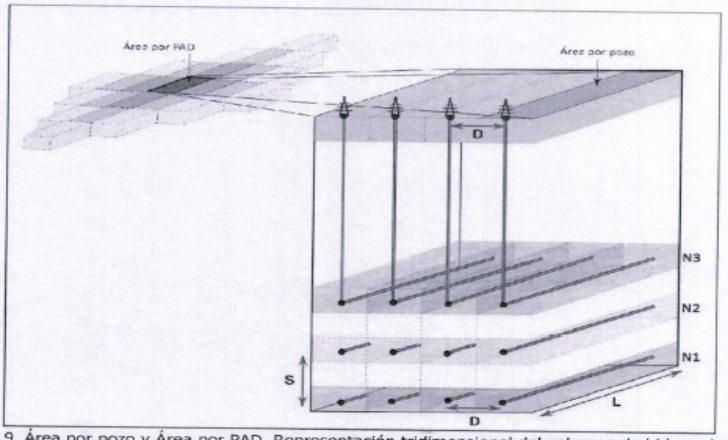


Figura 9. Área por pozo y Área por PAD. Representación tridimensional del volumen de hidrocarburos a drenar por pozos horizontales en función de la terminación en diferentes niveles de interés. D: Distancia entre ramas laterales. L: Largo de la rama lateral. S: Distancia vertical entre niveles de interés. N 1 a 3: Potenciales niveles de navegación.

PROVINCIA DEL NEUQUÉN Ministerio de Energía y Recursos Naturales

MIGUEL A. MÉNDEZ
Director Provincial de Despacho
Ministerio de Energía
y Recursos Naturales

G. Cantidad de Áreas de Piloto incluidas en el Área Extendida: Número de PADs a perforar (con Área por PAD considerada) por categoría de Recursos Esperado en cada ZGA. Depende principalmente de los siguientes factores:

- Distribución de las diferentes categorías de recursos esperados de acuerdo a la MEAP y de la geometría del área de concesión y la posibilidad de ubicar los PADs respetando los límites de las ZGA.
- La topografía, interferencia con ejidos de poblados, cuerpos de agua y áreas naturales protegidas dentro del área de concesión, limitarán las zonas donde no es posible realizar los trabajos de superficie para construir una locación múltiple o caminos.
- Zonas con presencia de intrusivos ígneos y/o de complejidad estructural en subsuelo que puedan generar complicaciones para la perforación o hayan afectado las características del reservorio o fluidos de interés.
- Zonas con pozos existentes y o instalaciones que impidan la construcción de un nuevo PAD.

H. Pozo tipo: Pronóstico de producción en tiempo y volumen acumulado, por pozo y hasta el fin de vida útil. Depende de las condiciones del reservorio de interés en cada área, de las características del diseño de pozo (largo de rama horizontal, etapas de fractura) y de la política de explotación (gestión de orificios, parámetros de bombeo, instalaciones disponibles). El mismo se definirá a partir de producción real en pozos que hayan resultado descubridores en el área o análogos en la zona y factores de escalamiento según diseño de pozo.

ANEXO III

Información mínima a incorporar en la solicitud de Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos

Nota: *Previo a proceder con una solicitud de Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos es indispensable que los legajos (informes de inicio, de terminación y final, perfiles, estudios realizados, coronas, ensayos, é tc.) de los pozos que se encuentren en el área en cuestión estén completos (Resoluciones N° 119/12 del entonces Ministerio de Energía, Ambiente y Servicios Públicos y N° 319/93 de la entonces Secretaría de Energía de la Nación.*

Solicitud de una CENCH

- Cuando se solicita una CENCH, se debe presentar un Informe Técnico y un Informe Económico, que deben incluir:
  - Informe Técnico: La información técnica y actividad previa, el cronograma de actividades comprometidas a realizar durante el Plan Piloto y aquellas a realizar con posterioridad durante la etapa de Desarrollo Continuo (DC).
  - Informe Económico: Con la información técnico-económica disponible al momento, un proyecto de inversión representativo del Programa de DC (con el plan piloto al inicio) que indique cómo e desarrollará la superficie solicitada dentro de los plazos de la concesión. Este programa tentativo, será ajustado al finalizar la etapa piloto si el concesionario decide avanzar a la etapa de DC y periódicamente de forma anual.

Informe Técnico (detalle)
Información técnica del área y de la actividad previa

1. Identificación y caracterización de Zonas Geológicamente Análogas (ZGA)
2. Por ZGA:

a. Descripción de las instalaciones de superficie en el caso de que existan.
b. Cobertura y tipo de registro sísmico.
c. De los pozos que atravesaron la formación objetivo indicar:

I. Registros de recortes de perforación.
II. Testigos laterales y metros de corona recuperados.
III. Estado, tramo y tipos de perfiles registrados.
IV. Estudios sobre muestras de roca (Indicar profundidades y diferenciar entre recortes de perforación, coronas y TL): Sedimentología, petrografía, mineralogía, petrofísica, geoquímica, geomecánica, etc..
V. Informe de ajuste entre interpretación petrofísica por perfiles y datos medidos en laboratorio.

d. De los pozos productores de la formación objetivo indicar:

I. Longitud de rama horizontal y nivel navegado.
I. Longitud rama horizontal y nivel navegado.
II. Datos de las fracturas (volumen de agua usado, agente de sostén, gradiente de fractura, presión cantidad de de fractura.

III. Presiones máximas y mínimas, cantidad de etapas, punzados por etapa) - Efectividad de la fractura: área de drenaje, geometría (Re/Xf, Xf). Permeabilidades alcanzadas.
IV. Tramos punzados sobre perfiles eléctricos.
V. Resultados de PLT.
VI. Caracterización de fluidos. PVT y cromatografía.

e. Caracterización de los diferentes niveles de interés yjo navegación.
Profundidad, espesores, parámetros petrofísicos y valores de corte. Variaciones litológicas laterales y verticales. Variaciones litológicas laterales y verticales.
f. Mapas isopáquicos y estructurales a los distintos objetivos.
g. Mapas de porosidad, permeabilidad (para el caso de reservorios tight) y espesores útiles.
h. Correlación de niveles estratigráficos de interés (sobre sísmica y con perfiles).
i. Mapas GOIS/POIS total y remanente (factor de recuperación).
j. Mapa de gradiente de presión peral
k. Mapa de GOR y API.

Datos específicos sobre la actividad comprometida en el Plan Piloto

1. Extensión de la superficie requerida en el marco de la CENCH.
2. Cantidad y ubicación con coordenadas provisorias (Posgar 94. Argentina, Faja 2. Proyección Gauss Kruger) de pozos a perforar y conectar.
3. Niveles de interés a estimular por los pozos del Plan Piloto.
4. Esquema de pozo. Longitud de la rama horizontal (en el caso de pozos horizontales). Cantidad de fracturas por nivel estimulado.
5. Diagrama en tiempo de perforación, terminación y conexión de los pozos.
6. Instalaciones de superficie a construir y plazos de ejecución.
7. Pozo Tipo estimado: Perfil de producción en tiempo. Modelo utilizado (b estimado). Parámetros de ajuste: Tasa de Declinación inicial (mensual nominal), caudal inicial de la declinación - Recuperada Final Estimada (EUR) @tiempo. EN FORMATO PLANILLA DE EXCEL.
8. Esquema de PAD planificado para el Programa de Desarrollo Continuo Cantidad de pozos, longitud de rama lateral y distanciamiento horizontal y vertical entre ramas.
9. Montos de inversión.

Informe Económico (detalle)
Información económica del proyecto de Plan Piloto y de Programa de Desarrollo Continuo

Flujo de Fondos del Proyecto de Inversión: El FF debe detallar año por año desde el inicio de la CENCH, los rubros computables del mismo, a saber:

Ingresos

1- Perfil de producción del proyecto (anual).
2- Supuestos sobre precios.

Gastos

1- Gastos operativos (U$S/bbl, U$S/MMBtu).
2- Impuestos.
   a. IIBB.
   b. Regalías.
   c. Impuesto a las Ganancias.
3- Costos de abandonos, otros costos.
4- Depreciaciones y amortizaciones.

Inversiones
Perfil de inversiones

a. Cuántos pozos entran cada año (de qué tipo: ej rama horizontal, etapas de fractura).
b. Costo de perforación y terminación por pozo, supuestos sobre mejoras en la eficiencia, cantidad de pozos por locación (o cualquier otro supuesto que pueda modificar el costo unitario de perforación y terminación).
c. Densidad estimada de pozos.
d. Infraestructura.

Conclusión

TIR del proyecto y cualquier otro indicador resumen que ayude a justificar la comercialidad del proyecto.

Programa de Desarrollo Continuo (OC)

- Dos (2) meses antes de finalizar el Plan Piloto, las concesionarias deben presentar a la Autoridad de Aplicación los resultados obtenidos, en relación a los objetivos planteados en la solicitud de la CENCH:

  - Si no resultó exitoso, por lo que no se avanzará a la fase de DC, se inicia el proceso de extinción de la CENCH.
  - Si resultó exitoso, por lo que se avanza a la fase de DC, deberá:

- Con la antelación prevista en el párrafo precedente y dentro de la primera quincena del mes de diciembre de cada año durante la vigencia de la Concesión No Convencional de Hidrocarburos, las concesionarias someterán a la aprobación de la Autoridad de Aplicación, la actualización del Programa de Desarrollo Continuo, que deberá contener las inversiones y trabajos que se prevén realizar durante el período de la concesión, de acuerdo con lo estipulado los Artículos 31 y 32

de la Ley Nacional 17319. Las inversiones y trabajos correspondientes al año siguiente al de cada presentación serán considerados como un compromiso firme de cumplimiento, pudiendo las concesionarias extender el compromiso firme de cumplimiento, respecto de aquellas correspondientes a los tres (3) años siguientes al de la presentación.

- Dicho Programa deberá contener:
  a. Definición del nivel de actividad con un pronóstico de producción asociado, que la empresa estima alcanzar. La misma debe ser consistente con el objetivo general, y permitir el desarrollo de toda la superficie del área de la CENCH durante el período de concesión.
  b. Debe incluir la actualización del modelo geológico, información económica e inversiones que dan sustento a dicho pronóstico para todo el período de la concesión.
  c. Se debe incluir una explicación de los hitos que definen los pasos en el desarrollo del campo.
  d. Si durante el transcurso del año, la producción acumulada se ubica por debajo de un 10% en relación al pronóstico, la empresa deberá informar dicho desvío, junto con los argumentos que lo justifican.
  e La información referida al período de compromiso firme de inversiones deberá presentarse con una desagregación mensual. Esta información incluye: Producción de hidrocarburos, Precios de hidrocarburos, Monto de inversión, Perforación de pozos y otras inversiones físicas, Costos.
  f. El resto de los años del Programa de Desarrollo Continuo hasta la finalización de la CENCH debe presentarse de manera anual.
  g. La Autoridad de Aplicación definirá el formato de presentación de la información del Programa de Desarrollo Continuo.

Evaluación del contexto

Si a juicio del Concesionario, el contexto (externalidades que afecten al Programa de Desarrollo Continuo) afecta considerablemente las variables del proyecto, debe notificar a la Autoridad de Aplicación dentro de los treinta (30) días posteriores a la ocurrencia, las alteraciones evaluadas en el mismo, presentando el Programa modificado para ser aprobado por la Autoridad de Aplicación, quién deberá expedirse dentro de los sesenta (60) días de notificada. Igual procedimiento será aplicado si el Concesionario aduce fundadas razones propias para desviarse del Programa.
Las desviaciones en la ejecución de los compromisos en firme del Programa, respecto de aquel aprobado, que no hayan sido informadas y no estén aprobadas por la Autoridad de Aplicación, constituyen una violación a las obligaciones como Concesionario.

ANEXO IV

Matriz de Evaluación de Actividad Previa (MEAP)

Referencias

Pz: Pozo.
Geoqca: Geoquímica.
Cu: Cutting.
Co: Corona.
(*) Perfiles Básicos: Calibre, Rayos Gamma, Resistividad.
(**) Perfiles Completos: Perfiles básicos + Rayos Gamma espectral, sónico, densidad, neutrón.
(***) Suite Shale: Sónico de onda completa, imagen de pozo, resonancia magnética, mineralógico. Para considerar la Suite shale, el pozo debe tener al menos dos de los perfiles indicados.

RESOLUCIÓN N° 142 /21

ANEXO IV

Ponderador	Dimensión	Variable	Valor
0.15	Sísmica	Sin datos	0
		2D, densidad menor al 50%	1
		2D mayor al 50 % o 3D con menos del 45% de cobertura	2
		3D entre 45 y 60% de cobertura 3D en ZGA	3
		entre 45 y 60% de cobertura 3D en ZGA + reprocesо	4
		entre 60 y 75% de cobertura 3D en ZGA	5
		entre 60 y 75% de cobertura 3D en ZGA + reprocesо	6
		entre 75 y 90% de cobertura 3D en ZGA	7
		entre 75 y 90% de cobertura 3D en ZGA + reprocesо	8
		entre 90 y 100% de cobertura 3D en ZGA	9
		entre 90 y 100% de cobertura 3D en ZGA + reprocesо	10
0.15	Reservorio (Directo - Indirecto)	Sin Datos	0
		1 pz con PB (*) , en un radio de 17,5 km fuera de la ZGA	1
		2 o más pzs con PB y al menos 1 pz con PC(**) + geoquca de Cu en al menos 1 pz, en un radio de 17,5 km fuera de la ZGA	2
		2 o más pzs con PB y al menos 1 con PC + geoquca de Cu en al menos 1 pz + Co de más de 18 m, en radio de 17,5 km fuera de la ZGA	3
		1 pz con PB (dentro ZGA)	4
		2 o más pzs con PB + geoquca Cu en al menos 1 de ellos o 1 pz con PC + geoquca (dentro ZGA)	5
		2 o más pzs con PC + geoquca de Cu en al menos 1 de ellos (dentro ZGA)	6
		1 pz con PC + SS (***) + geoquim (Cutt) + geomecánica (dentro ZGA)	7
		1 pz con PC + SS + geoquca (Cu y Co) + geomecánica + Co de al menos 18 m (dentro ZGA)	8
		1 pz con PC + SS + geoquca (Cut y Co) + geomecánica + Co recuperada de más de 18 m (dentro ZGA)	9
		2 o más pzs con PC + SS + geoquca (Cu y Co) + geomecánica + Co en al menos 1 de ellos de mas de 18 m recuperados (dentro ZGA)	10
0.6	Productividad/Pozo Tipo	Sin información	0
		Producción fuera de la ZGA + Croma /Analisis de fluidos	1
		Producción en al menos 1 po yld en ZGA	2
		Producción en al menos 2 pzs yld separados entre 17,5 y 7,5 km entre si dentro de la ZGA	3
		Producción en al menos 2 pzs yld separados a menos 7,5 km entre si dentro de la ZGA	4
		Producción en al menos 1 pz hz dentro de la ZGA	5
		Producción en al menos 2 pzs hz que estén separados entre 17,5 y 7,5 km entre si dentro de la ZGA	6
		Producción en al menos 2 pzs horz que estén a menos de 7,5 km entre si dentro de la ZGA	7
		Producción estabilizada en al menos 1 pz hz dentro de la ZGA	8
		Producción estabilizada en al menos 2 pzs hz que estén separados entre 17,5 y 7,5 km entre si dentro de la ZGA	9
		Producción estabilizada en al menos 2 pzs hz que estén separados a menos de 7,5 km entre si dentro de la ZGA	10
0.05	Caracterización de Fluidos	Sin información	0
		Caracterización desde un mapa regional	1
		Fluido caracterizado con al menos 1 pz (v, d, hz) en un radio de hasta 17,5 km ubicado fuera de ZGA (cromatografía, PVT, etc)	2,5
		Fluido caracterizado con al menos 2 pzs (v, d, hz) en un radio de hasta 17,5 km fuera de ZGA (cromatografía, PVT, etc)	5
		Fluido caracterizado con al menos 1 pz (v, d, hz) que esten dentro de la ZGA (cromatografía, PVT, etc)	7,5
		Fluido caracterizado con al menos 2 pzs (v, d, hz) que esten dentro de la ZGA (cromatografía, PVT, etc)	10
0.05	Gradiente de Presión poral (GPP)	Sin información	0
		Información de presión (DFIT o prueba de presión) de 1 pz en un radio de hasta 17,5 km fuera de la ZGA	2,5
		Información de presión (DFIT o prueba de presión) tomada en al menos 2 pzs en un radio de hasta 17,5 km fuera de la ZGA	5
		Comprobación del GPP con pruebas en pzs hzs (DFIT o prueba de presión) en al menos 1 pz dentro de la ZGA	7,5
		Comprobación del GPP con pruebas en pzs hzs (DFIT o prueba de presión) en al menos 2 pzs dentro de la ZGA	10

PROVINCIA DEL NEUQUÉN Ministerio de Energía y Recursos Naturales

MIGUEL A. MÉNDEZ
Director Provincial de Despacho
Ministerio de Energía
y Recursos Naturales

PROVINCIA DEL NEUQUÉN

CONSEJO PROFESIONAL DE CIENCIAS ECONÓMICAS DE LA PROVINCIA DEL NEUQUÉN

RESOLUCIÓN Nº 675

Neuquén, 13 de diciembre de 2021.

VISTO:

El Artículo 32 de la Ley 671; y

CONSIDERANDO:

Que conforme lo establece la Ley 671 es facultad del Consejo Directivo fijar los Derechos de Inscripción en la matrícula y el Derecho Anual de Ejercicio Profesional;

Que en función de los constantes incrementos en los costos de la Institución se resolvió efectuar un incremento del Derecho Anual de Ejercicio Profesional;

Que frente a los antecedentes de reducción del derecho acordado a los profesionales recién egresados, para facilitar su iniciación profesional, resulta prudente mantener dicha práctica en el sentido señalado;

Que al ser un Derecho Anual de Ejercicio Profesional los profesionales que soliciten la baja de la matrícula con posterioridad a los tres primeros meses del año calendario deberán abonar la totalidad de la matrícula del correspondiente año. Únicamente para el caso de profesionales que inician el ejercicio profesional en el transcurso del año, se otorga el beneficio de cobro proporcional al Derecho Anual;

Que es función del Consejo velar para que el ejercicio de la profesión se desarrolle dentro de las pautas establecidas para la habilitación profesional;

Por ello y en uso de las facultades que le son propias;

EL CONSEJO DIRECTIVO DEL CONSEJO PROFESIONAL DE CIENCIAS ECONÓMICAS DE LA PROVINCIA DEL NEUQUÉN RESUELVE:

Artículo 1º: Fijar para los profesionales matriculados en $14.100 (Pesos catorce mil cien) el Derecho Anual de Ejercicio Profesional correspondiente al Ejercicio Económico de la entidad, que finaliza el 31 de mayo de cada año. Establecer para los profesionales matriculados el pago obligatorio de $800 (Pesos ochocientos) en concepto de aporte al Fondo Solidario, de acuerdo a lo determinado por la F. A.C.P.C.E., como complemento del Derecho de Ejercicio Profesional. El citado valor queda sujeto a futuros cambios de cuota por parte de la F.A.C.P.C.E.

Artículo 2º: Fijar el derecho de inscripción de la matrícula en un importe equivalente al 50% del Derecho Anual de Ejercicio Profesional, para las solicitudes que se presenten durante el año 2022.

Artículo 3º: Para aquellos profesionales cuyo diploma tenga una antigüedad menor de dos años aniversarios al momento de matricularse, el derecho de inscripción en la matrícula y el Derecho Anual de Ejercicio Profesional se fija en un 50% de lo establecido en los Artículos 1º y 2º, respectivamente. Este beneficio se mantendrá hasta que se superen los años de antigüedad del título. Los profesionales cuya antigüedad en el título sea menor a un año aniversario al momento de matricularse no pagan derecho de inscripción.

Artículo 4º: El Derecho fijado en el Artículo 2º, será abonado por única vez al otorgarse la inscripción en la matrícula.

Artículo 5º: Los profesionales que soliciten inscripción en las matrículas abonarán el Derecho Anual

de Ejercicio Profesional en proporción a los meses que resten para finalizar el año calendario. Asimismo se proporcionará el pago al fondo solidario.

Artículo 6º: También abonarán la matrícula en forma proporcional, así como el fondo solidario, aquellos profesionales que soliciten la baja durante los tres primeros meses del año calendario, caso contrario deberán abonar la totalidad del derecho anual.

Artículo 7º: Los profesionales que soliciten la inscripción en más de una matrícula o ejerzan más de una profesión abonarán una sola vez los derechos establecidos en la presente resolución.

Artículo 8º: El Derecho Anual de Ejercicio Profesional establecido en el Art. 1º se podrá abonar de la siguiente manera:

1- Al contado, hasta el 28/02/2022 por un valor de $14.100 (pesos catorce mil cien) y $800 (Pesos ochocientos) para el fondo Solidario.

2- En siete cuotas, la primera de ellas de $800 (pesos ochocientos) cuyo vencimiento será el día 31 de enero de 2022 y las restantes de $ 2.600 (Pesos dos mil seiscientos) cuyos vencimientos serán: 2º cuota, 28 de febrero; 3º cuota, 31 de marzo; 4º cuota, 29 de abril; 5º cuota, 31 de mayo; 6º cuota, 30 de junio y 7º cuota, 29 de julio.

Los profesionales comprendidos en lo establecido por las Resoluciones Nros. 496 y 506 de este Consejo Profesional, que presenten la solicitud a que se hace mención en sus Artículos 2º hasta el 28 de febrero de 2022, podrán acogerse al régimen de pago establecido en el inciso 1, gozando de los beneficios otorgados en dicha norma.

Artículo 9º: Las cuotas abonadas con posterioridad a su vencimiento tendrán un recargo de $50,00 (pesos cincuenta) mensuales por cuota en concepto de recupero de gastos de gestión de cobranza, de la cuota 2º a la 7º y de $15,00 (pesos quince) aquellas que sean abonadas bajo el régimen de matrícula reducida, por cuotas.

Artículo 10º: Derógase la Resolución Nº 659.

Artículo 11º: comuníquese, regístrese y **Archívese**.

Fdo. Cr. Alexis Danilo Cabrera Cabrera, Secretario; Cra. Rosa Beatríz Isla, Tesorera; Cr. Luciano Do Porto, Consejero Titular; Cra. Ana Schenone, Consejera Titular; Cr. Juan Patricio Uribe, Presidente.

PROVINCIA DEL NEUQUÉN

SUBSECRETARÍA DE AMBIENTE

DISPOSICIÓN Nº 1185/21

Neuquén, 14 de diciembre de 2021.

VISTO:

El Expediente N° EX-2020-00795671--NEU-SADM#SAMB de la Mesa de Entradas y Salidas de esta Subsecretaría de Ambiente; y

CONSIDERANDO:

Que el Decreto N° 2656/99, Reglamentario de la Ley 1875, estableció la responsabilidad que las Empresas Operadoras de Yacimientos hidrocarburíferos poseen en materia de derrames;

Que el Decreto de mención estableció asimismo la obligación de comunicar los derrames a la Autoridad de Aplicación en todos los casos, independientemente de su volúmen, composición química, características físicas, grado, peligrosidad y otra característica que lo identifique como tal;

Que en Disposición SsA N° 415/17 se aprobó el formulario Incidente Ambiental Inicial e Incidente Ambiental Final;

Que en la Norma precedente se estableció el canal de comunicación para que los administrados presenten la información ante la Autoridad de Aplicación;

Que devino necesario establecer nuevas pautas para la comunicación y gestión de Incidentes Ambientales;

Que la Subsecretaría de Ambiente inició el proceso administrativo necesario para alcanzar el desarrollo del software conforme las especificaciones técnicas pautadas;

Que la Dirección Provincial de Gestión de Situaciones Ambientales y Residuos Especiales avanzó en el diseño de una nueva herramienta que hace más eficiente el proceso de comunicación y seguimiento de los Incidentes Ambientales ocurridos producto de la explotación hidrocarburífera;

Que el Gestor de Incidentes Ambientales fue acoplado al sistema de trazabilidad MERE (Manifiesto Electrónico de Residuos Especiales) aprobado por la Subsecretaría de Ambiente en 2021, con la finalidad de integrar los escenarios donde ocurren los eventos y la gestión que sobre los residuos especiales generados deba realizarse;

Que esta Subsecretaría de Ambiente realizó la convocatoria para llevar a cabo una capacitación sobre el uso de la herramienta alcanzando a los representantes de las Operadoras de Yacimientos Hidrocarbuíferos;

Que en el mes de agosto de 2021 se llevó a cabo la Capacitación sobre el Gestor de Incidentes Ambientales;

Que el desarrollo de la herramienta superó su etapa de prueba habiéndose realizado las modificaciones y mejoras necesarias para su puesta en marcha en forma definitiva;

Que es potestad de esta Subsecretaría el dictado de la presente Norma (Artículos 25°, 26° ss. y ccds de la Ley 1875, Reglamentación del Artículos 2° y 3° de la Ley 1875 por Decreto Reglamentario Nº 2656/99, Artículo 14° Anexo VIII del Decreto Reglamentario Nº 2656/99 modificado por Decreto Reglamentario Nº 2263/15);

Por ello;

EL SUBSECRETARIO DE AMBIENTE DE LA PROVINCIA DEL NEUQUÉN
DISPONE:

Artículo 1°: Déjese sin efecto la Disposición SsA N° 415/17.

Artículo 2°: Establézcase la obligatoriedad del uso del Gestor de Incidentes Ambientales para todos los Operadores de Yacimientos Hidrocarburíferos inscriptos en el Registro Provincial de Generadores, Transportistas y Operadores de Residuos Especiales (RePGTyORE) de la Provincia del Neuquén en carácter de Generador; desde el día siguiente al de su publicación en el Boletín Oficial.

Artículo 3°: Establézcase como único instrumento válido para la declaración de Incidentes Ambientales ante la Autoridad de Aplicación el GESTOR DE INCIDENTES AMBIENTALES.

Artículo 4°: Apruébese los alcances y términos establecidos en Instructivo para el Gestor de Incidentes Ambientales que como **Anexo Único** forma parte de la presente.

Artículo 5º: Hagáse saber que todas las consultas respecto al uso del Gestor de Incidentes Ambientales deberán ser dirigidas a la casilla de correo electrónico: incidentes.ambiente@neuquen.gov.ar.

Artículo 6°: Hágase saber a las Operadoras de Yacimientos Hidrocarburíferos la obligación de presentar el registro de todos los derrames ocurridos como documentación adjunta de los Informes de Monitoreo Ambiental Anual (IMAA).

Artículo 7°: Regístrese. Comuníquese. Publíquese, dese intervención al Boletín Oficial y Cumplido. **Archívese.**

GESTOR DE INCIDENTES AMBIENTALES

NEUQUÉN PROVINCIA | mere Manifiesto Electrónico de Residuos Especiales

2021

CAPÍTULO I

Aspectos Generales:

1. Solicitud de Usuario y Clave para su uso:

**El procedimiento es el establecido para adquirir usuario y contraseña del mere.*

2. Ingreso al mere:

**El procedimiento es el establecido para adquirir usuario y contraseña del mere.*

- A través de su navegador de internet deberán ingresar al link: **mere.neuquen.gov.ar**

- Ingresar Usuario (C.U.I.T. acompañado de la condición frente al RePGTyORE GE/TR/OP) y Contraseña.



DISPOSICIÓN Nº 1185/21.-ANEXO ÚNICO.-

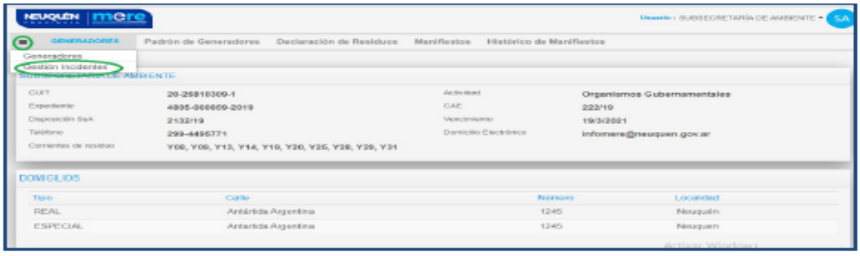
CAPÍTULO II

Incidentes Ambientales:

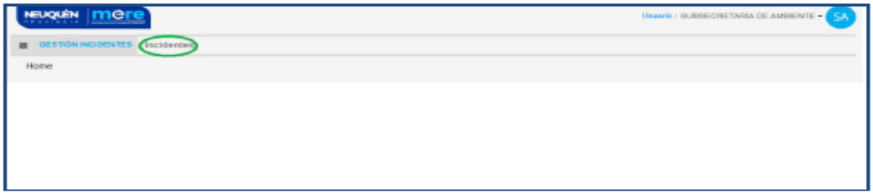
Declaración de un Incidente Ambiental:

- Una vez ingresado al sistema, haciendo clic en la opción menú (círculo pequeño de color verde en la imagen), se desplegarán 2 opciones:

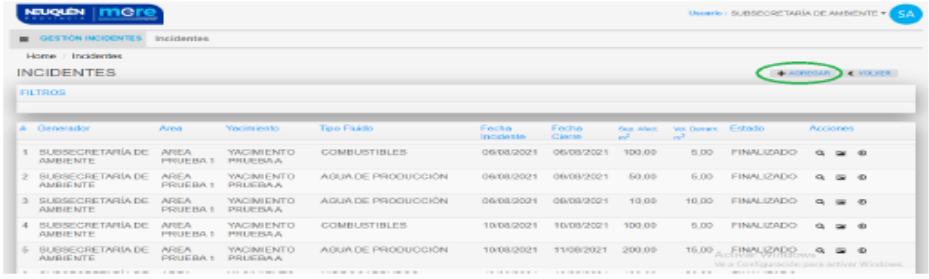
i. Generadores: para uso exclusivo de la gestión de los residuos especiales.
ii. Gestión Incidentes: para la gestión de los incidentes ambientales.
La empresa deberá seleccionar la opción n° 2 para ingresar al Gestor de Incidentes Ambientales.



- Deberá hacer clic en Incidentes.



- Primera Declaración: el usuario deberá elegir la opción **agregar** ubicada a la derecha de la pantalla.



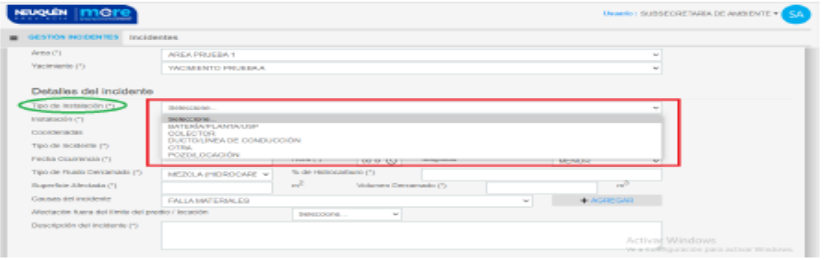
DISPOSICIÓN Nº 1185/21.-ANEXO ÚNICO.-

1- Formulario Inicial: se despliega un formulario con campos a completar y/o seleccionar de forma obligatoria respecto a datos de la empresa y detalles del Incidente.



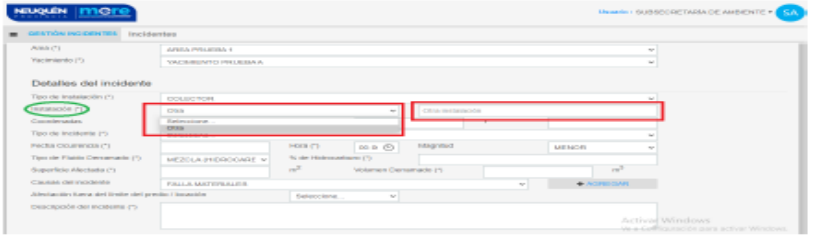
a) Detalles del Incidente:

Deberá seleccionar la opción correspondiente al tipo de instalación. *En caso de tratarse de un ducto/línea de conducción, el sistema le pedirá ingresar la progresiva (unidad metros) correspondiente.



b) Instalación:

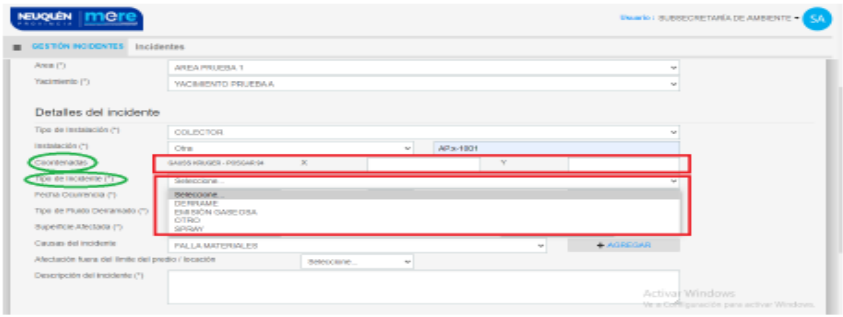
Deberá seleccionar la opción **"otra"** y escribir en el campo **"otra instalación"** la nomenclatura correspondiente, ej.: AA.x-1001. De esta manera se irán incorporando todas las instalaciones que se declaren. En caso de existir reincidencia podrá ser seleccionada directamente del menú.



DISPOSICIÓN Nº 1185/21.-ANEXO ÚNICO.-

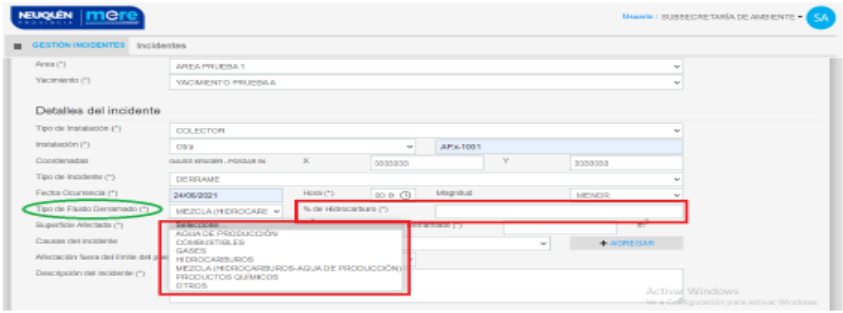
c) Coordenadas, Tipo de Incidente y Magnitud:

Deberá completar las coordenadas de georeferenciación en el sistema definido y la opción referida al tipo de incidente. Respecto a la magnitud del Incidente, se mantiene la diferenciación entre "menor" y "mayor" conforme los volúmenes definidos en Decreto N° 2656/99 – Anexo VII, reglamentario de la Ley 1.875.



d) Tipo de fluido derramado:

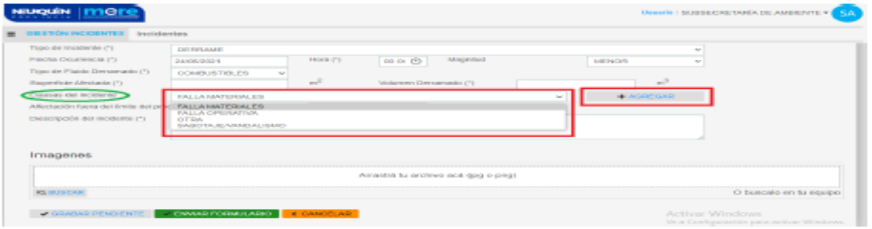
Deberá seleccionar la opción correcta, en caso de tratarse de "mezcla de hidrocarburos y agua de producción" deberá indicar en el cuadro complementario el porcentaje correspondiente a hidrocarburos.



DISPOSICIÓN Nº 1185/21.-ANEXO ÚNICO.-

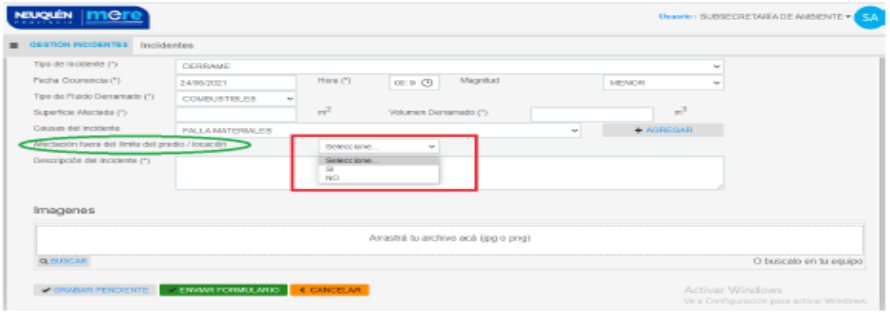
e) Causas del Incidente:

Deberá seleccionar la/s causas del Incidente (pueden ser más de una) y hacer clic en el campo "agregar".

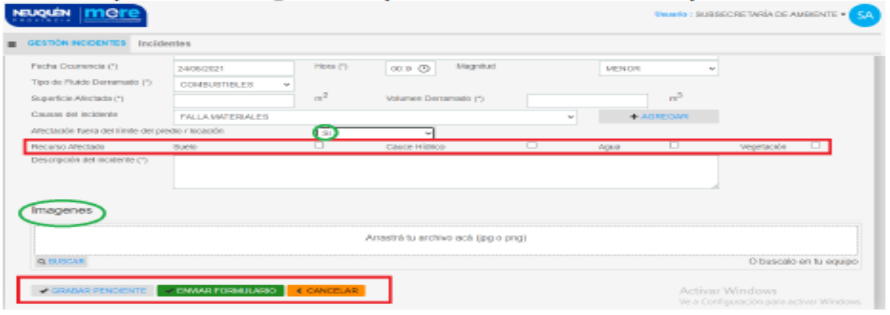


f) Afectación fuera del límite del predio:

Considerando los límites definidos para cada tipo de instalación, en conformidad con lo declarado en las Licencias Ambientales correspondientes, deberá seleccionar si la afectación excede el perímetro correspondiente.



En caso de seleccionar "si" se desplegará un campo para proceder con la elección del tipo de recurso afectado. Posteriormente se debe adjuntar imágenes sobre el evento. Se sugiere acompañar no menos de 4 imágenes ilustrativas y que al menos una corresponda una captura del Google Earth para una referenciación rápida del sitio.



DISPOSICIÓN Nº 1185/21.-ANEXO ÚNICO.-

- **Se dará fin a la carga del Formulario Inicial cuando se seleccione la opción:**

i- Grabar pendiente: permite salvar la información incorporada pero da lugar a la posibilidad de ingresar nuevamente con motivo de realizar algún cambio.

ii- Enviar formulario: debe ser seleccionado una vez que la empresa considere que realizó de forma correcta el ingreso de la información. No permite realizar cambios posteriores.

iii- Cancelar: permite salir del sistema sin haber guardado la información.

- Incidente Declarado: refleja el estado de la comunicación. Se considera Incidente Ambiental declarado ante la Subsecretaría de Ambiente aquel que cuente con el Formulario Inicial enviado. La empresa visualizará en su menú el listado de incidentes creados y el estado de los mismos. En este caso, el Incidente Ambiental sobre el que se envió el Formulario Inicial figurará como DECLARADO. Esto confirma su correcta confección.



Por otra parte la Autoridad de Aplicación podrá confirmar que se cumple esta condición mediante la revisión del correo electrónico que ingresará automáticamente a incidentes.ambiente@neuquén.gov.ar con el formulario inicial enviado, como así también con la visualización del listado de incidentes creados en el sistema.

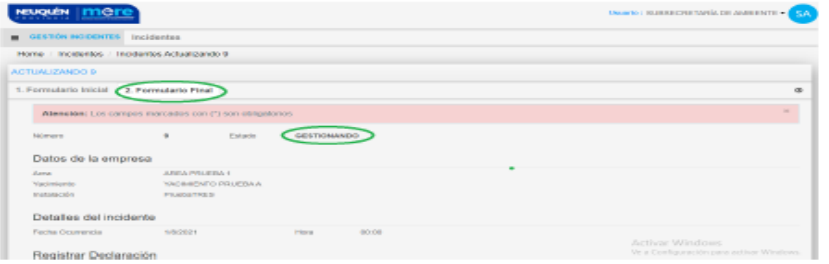
2- Formulario Final:

Una vez realizada la declaración del Incidente (envío de formulario inicial) se deberá continuar con la gestión del evento. Para ello deberá ingresar a la herramienta y acceder al menú de incidentes cargados y seleccionar aquel que se encuentre en estado "declarado" para poder confeccionar el Formulario Final como se muestra en la imagen.

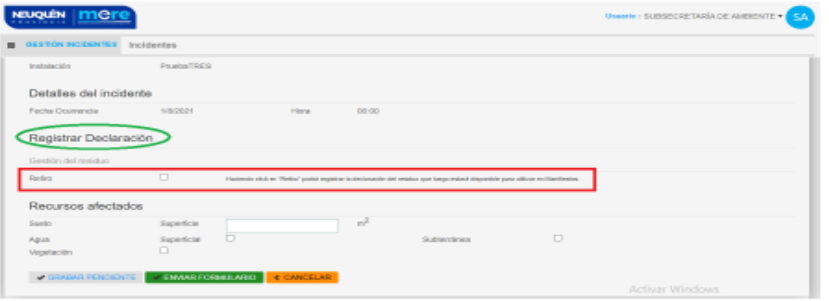


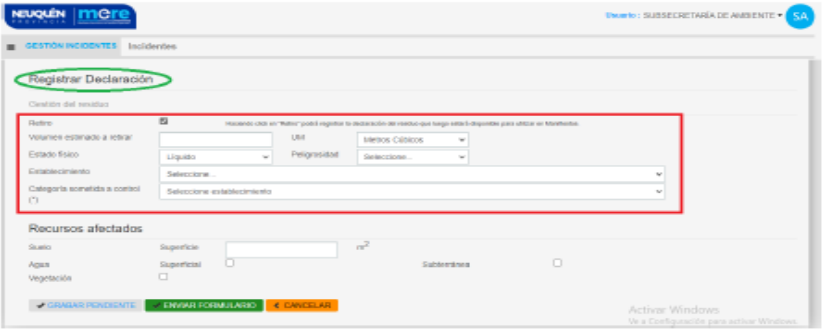
DISPOSICIÓN Nº 1185/21.-ANEXO ÚNICO.-

a) Confección del Formulario: se despliega un formulario con campos a completar y/o seleccionar a fin de complementar datos sobre el Incidente declarado. Nótese que cambia el estado de "declarado" a "gestionando". Esta diferenciación tiene que ver con la necesidad de discriminar del listado general de los Incidentes su estado para facilitarle al administrado la gestión que sobre estos se va realizando.



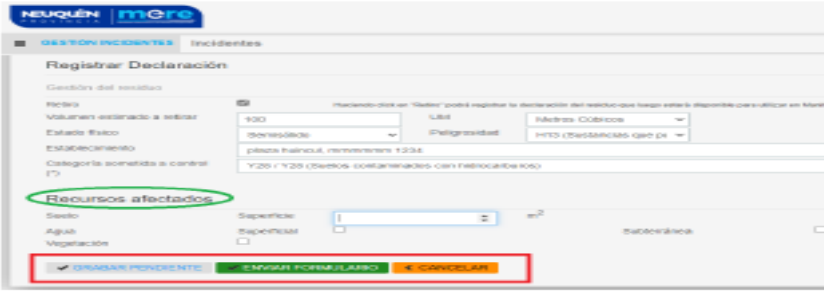
b) Registrar Declaración: refiere a la posibilidad que brinda el Gestor de Incidentes Ambientales de realizar la "Declaración de Residuos Especiales" como parte de la gestión del residuo generado en el evento. Esta declaración es la misma que se realiza en mere, pero a elección del usuario puede darse en esta instancia. Las Declaraciones de Residuos Especiales que se confeccionen bajo esta condición quedarán discriminadas de aquellas que no refieren a Incidentes. En caso de optar por realizarla deberán seleccionar "retiro" y luego completar los campos correspondientes a las características de los residuos.





DISPOSICIÓN Nº 1185/

c) Recursos Afectados: Si bien en el formulario inicial se recursos afectados, en esta oportunidad se vuelve a consult determine si existe modificación en este punto.



- **Se dará fin a la carga del Formulario Final cuando se sel**

iv- Grabar pendiente: permite salvar la información incorpo posibilidad de ingresar nuevamente con motivo de realizar algú

v- Enviar formulario: debe ser seleccionado una vez que que realizó de forma correcta el ingreso de la informació cambios posteriores.

vi- Cancelar: permite salir del sistema sin haber guardado la

- Incidente Finalizado: refiere al estado de la comunicación. S Ambiental finalizado ante la Subsecretaría de Ambiente aqu Formulario Final enviado. La empresa visualizará en su menú creados y el estado de los mismos. En este caso, el Incidente se envió el Formulario Final figurará como FINALIZADO. Est confección.

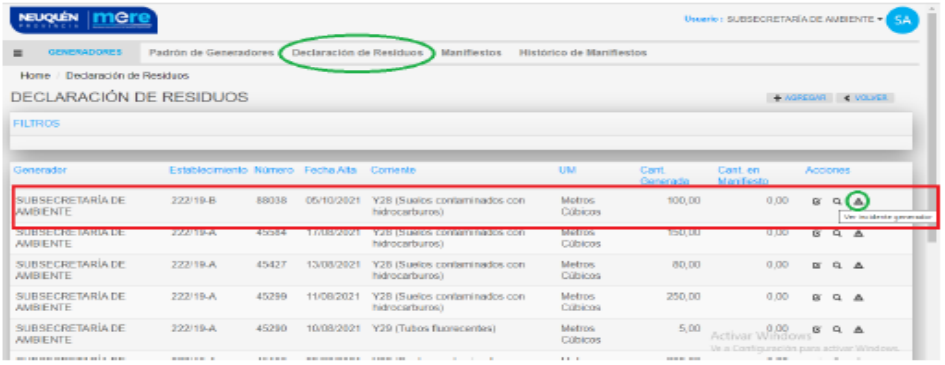


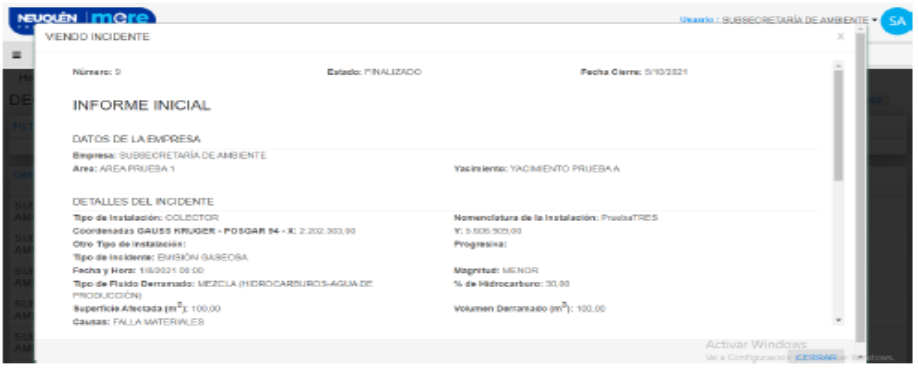
Por otra parte la Autoridad de Aplicación podrá confirmar condición mediante la visualización del listado de incidentes cre

DISPOSICIÓN Nº 1185/21.-ANEXO ÚNICO.-

3- Gestor de Incidentes Ambientales / mere:

Como se ya se explicó en el apartado "Registrar Declaración" existe una conexión entre el Gestor de Incidentes Ambientales y la Gestión de Residuos Especiales (mere). Sucedido el envío del Formulario Final, el usuario deberá ingresar en mere (Generador) y seleccionar la pestaña "Declaración de Residuos" para así visualizar todas las declaraciones hechas, con la posibilidad de tener identificadas aquellas cuyo origen guarde relación con un evento definido como Incidente Ambiental. Estas declaraciones estarán acompañadas de un ícono (círculo color verde) donde además podrá visualizarse un resumen de las características del Incidente Ambiental informado.





ANTINORI
Silvia Mirta

Firmado digitalmente por LUCCHELLI Juan De Dios

PROVINCIA DEL NEUQUÉN

MINISTERIO DE ECONOMÍA E INFRAESTRUCTURA

SUBSECRETARÍA DE INGRESOS PÚBLICOS

DIRECCIÓN GENERAL DE RENTAS

RESOLUCIÓN N° 353/DPR/21

Neuquén, 16 de diciembre de 2021.

VISTO:
El Expediente N° 8223-008694/2021 del registro de la Dirección Provincial de Rentas caratulado “Dpto. Agentes de Retención, Percepción y Recaudación Bancaria s/Bajas de Oficio de Agentes de Retención del Impuesto sobre los Ingresos Brutos”; el Código Fiscal Provincial Vigente; la Ley Impositiva 3274; la Resolución General N° 276/DPR/17, sus complementarias y modificatorias; y

CONSIDERANDO:
Que mediante la Resolución N° 276/DPR/17, sus complementarias y modificatorias, se establecieron las normas generales obligatorias para Agentes de Retención del Impuesto Sobre los Ingresos;

Que de acuerdo a lo establecido en el Artículo 20° del Anexo Único de la mencionada Resolución, tanto la designación como los ceses de Agentes de Retención del Impuesto sobre los Ingresos Brutos, corresponde que se efectúen mediante acto administrativo emitido por esta Dirección Provincial;

Que se han efectuado análisis y estudios pormenorizados con el objeto de establecer pautas al momento de incorporar y/o cesar Agentes de Retención del Impuesto sobre los Ingresos Brutos, de tal manera que el universo de los mismos quede conformado por quienes resulten de relevancia para esta Dirección Provincial;

Que, en tal sentido, corresponde adoptar medidas para que, de oficio, se proceda a la baja de aquellos Agentes de Retención del Impuesto sobre los Ingresos Brutos que por diversos motivos hayan dejado de ser de interés fiscal para el Fisco Provincial;

Que, en función de lo expuesto, es menester dictar la norma legal respectiva;

Que la Dirección General de Legal y Técnica ha tomado la intervención de competencia;

Por ello:

EL DIRECTOR PROVINCIAL DE RENTAS
RESUELVE:

Artículo 1°: Cancélese de oficio la inscripción como Agentes de Retención del Impuesto sobre los Ingresos Brutos a los contribuyentes detallados en el ANEXO ÚNICO de la presente, a partir de las fechas allí mencionadas.

Articulo 2°: Notifíquese a los Agentes mencionados en **ANEXO ÚNICO** y a la Comisión Arbitral. **Comuníquese** a las Direcciones Gene ales y al Departamento Agentes de Retención, Percepción y Recaudación Bancaria. **Publíquese** en el Boletín Oficial y en la Página Web de esta Dirección Provincial. **Regístrese.** Cumplido, **Archívese**.

Fdo. Cr. Juan Martín Insua, Director Provincial de Rentas.

ANEXO ÚNICO

CUIT	DENOMINACIÓN	DOMICILIO FISCAL	AGENTE DE RETENCIÓN OBJETO HECHO	FECHA DE CESE
30-53747808-6	BJ SERVICES S.R.L.	ANCHORENA TOMAS MANUEL DE 454 Piso: 4 - CAPITAL FEDERAL (1170)	1144	31/08/2013
30-62213284-9	WEREFKIN SA CONSTRUCTORA Y MINERA	RUTA Nº 40 - KM 2224 - Entre: Perito Moreno y General Roca - SAN MARTIN DE LOS ANDES (8370)	3974	31/07/2010
30-58070158-9	COMPAÑIA DE PERFORACIONES RIO COLORADO S.A.	AV. L. N. ALEM 1134 Piso: 14 - CAPITAL FEDERAL (C1001AAT)	1060	31/03/2006
30-56184990-7	ELEMCO S.A.	ADOLFO ALSINA 815 - CAPITAL FEDERAL (1087)	3299	02/05/2009
30-68725105-5	VALTRA TRACTORES S.A.	URUGUAY 4798 - VICTORIA(1643)	3458	31/12/2010

Cr. JUAN MARTÍN INSUA
DIRECTOR PROVINCIAL DE RENTAS
PROVINCIA DEL NEUQUEN

CUIT	DENOMINACIÓN	DOMICILIO FISCAL	AGENTE DE RETENCIÓN OBJETO HECHO	FECHA DE CESE
30-70444524-1	TRIGALIA S.A.	LEANDRO N. ALEM 928 Piso: 9 - CAPITAL FEDERAL (1001)	3501	02/05/2009
30-51558497-4	PEPSICO SNACKS ARGENTINA S.A.	JULIO A. ROCA 4735 - FLORIDA (1602)	3166	02/05/2009
30-70720929-8	CAMARA DE FRUTICULTORES AGREMIADOS DEL LIMAY	OLAVARRIA Y RUTA 22 - PLOTTIER (CP:8324)	2668	31/08/2006
30-70899498-3	CONCIV S.R.L.	SAN MARTIN 195 - 7 - NEUQUEN (CP:8300)	3824	30/09/2011
30-70985823-4	INGYLOG S.R.L.	EL HUECU 460 - NEUQUEN (CP:8300)	3767	30/04/2016
30-71022335-8	ROVELLA CARRANZA SA-CN SAPAG SA-ZOPPI HNOS SA UTE	RUTA 22 KM 1233 - PLOTTIER (CP:8316)	3648	31/07/2014

Cr. JUAN MARTÍN INSUA
DIRECTOR PROVINCIAL DE RENTAS
PROVINCIA DEL NEUQUEN

3

CUIT	DENOMINACIÓN	DOMICILIO FISCAL	AGENTE DE RETENCIÓN OBJETO HECHO	FECHA DE CESE
30-71012590-9	NEXO EMPRENDIMIENTOS S.A.	25 DE MAYO 201 - SUNCHALES (CP:2322)	2889	30/04/2014
30-71036120-3	ROVELLA CARRANZA S.A. - CN SAPAG S.A. - R J INGENIERIA S.A. - UTE	RUTA 22 KM 1233 - PLOTTIER (CP:8316)	3736	31/07/2013
30-71050746-1	CALPI S.R.L.	LELOIR 261 - 3 6 - NEUQUEN (CP:8300)	3838	31/07/2010
30-71071701-6	EMPRESA CONSTRUCTORA LAUTEC SRL - HORMIQUEN SA UTE (INFRAESTRUCTURA PUBLICA - EQUIP. COMUNITARIO)	PICUN LEUFU 301 - NEUQUEN (CP:8300)	3682	31/07/2010
30-69099739-4	CREDITO DEL VALLE S.A.	CORRIENTES 3884 Piso: 7 Ofic: C - CAPITAL FEDERAL (1194)	4132	01/09/2010
30-71647532-4	HYDRONER SERVICIOS PETROLEROS SRL-JMAC SERVICIOS SA UNION TRANSITORIA	RIOJA 617 - NEUQUEN (CP:8300)	30716475324-R	31/03/2021

Cr. JUAN MARTÍN INSUA
DIRECTOR PROVINCIAL DE RENTAS
PROVINCIA DEL NEUQUEN

4

CUIT	DENOMINACIÓN	DOMICILIO FISCAL	AGENTE DE RETENCIÓN OBJETO HECHO	FECHA DE CESE
30-70751764-2	MINISTERIO DE GOBIERNO, EDUCACION Y JUSTICIA DE LA PROVINCIA DEL NEUQUEN	AV. ARGENTINA 245 - 3 - NEUQUEN (CP: 8300)	2393	31/08/2008
30-70751900-9	DIR. GRAL. DE ADM. Y SERVICIOS - SUBS. GRAL. DE LA GOBERNACION	ROCA Y RIOJA - NEUQUEN (CP:8300)	93	30/11/2008
30-70863371-9	MINISTERIO DE EMPRESAS PUBLICAS	BELGRANO 398 - 11 - NEUQUEN (CP:8300)	2671	30/06/2009
30-70871010-1	MINISTERIO DE EDUCACION, CULTURA, DEPORTES Y JUVENTUD	BELGRANO Y COLON 1200 - NEUQUEN (CP:8300)	2699	31/01/2009
30-70900392-1	SECRETARIA DE ESTADO DE CULTURA	BAHIA BLANCA 209 - NEUQUEN (CP:8300)	2725	28/02/2009
30-70902790-1	DIRECCION EJECUTIVA DEL PLAN INTEGRAL DE SEGURIDAD (D.E.P.I.S.)	CAVIAHUE 145 - NEUQUEN (CP:8300)	2711	30/06/2007

Cr. JUAN MARTÍN INSUA
DIRECTOR PROVINCIAL DE RENTAS
PROVINCIA DEL NEUQUÉN

5

CUIT	DENOMINACIÓN	DOMICILIO FISCAL	AGENTE DE RETENCIÓN OBJETO HECHO	FECHA DE CESE
30-70914288-3	SUBSECRETARIA DE PLANIFICACION EDUCATIVA	BELGRANO Y COLON - NEUQUEN (CP:8300)	2756	30/04/2010
30-70916440-2	SECRETARIA DE ESTADO DE JUVENTUD Y DEPORTES	INDEPENDENCIA Y ENTRE RIOS 490 - NEUQUEN (CP:8300)	2773	30/09/2008
30-70916825-4	SECRETARIA DE ESTADO DE RELACIONES INSTITUCIONALES Y COORDINACION	BELGRANO 350 - NEUQUEN (CP:8300)	2760	31/05/2010
30-71041192-8	SUBSECRETARIA DE TRABAJO	BAHIA BLANCA 390 - NEUQUEN (CP:8300)	2932	29/02/2008
30-71038606-0	SUBSECRETARIA LEGAL Y TECNICA	HIPOLITO YRIGOYEN 307 - 1 - NEUQUEN (CP:8300)	2901	31/10/2008
30-71041196-0	MINISTERIO DE GOBIERNO EDUCACION Y CULTURA	RIVADAVIA 42 - 2 - NEUQUEN (CP:8300)	2946	30/06/2010

Cr. JUAN MARTÍN INSUA
DIRECTOR PROVINCIAL DE RENTAS
PROVINCIA DEL NEUQUÉN

6

CUIT	DENOMINACIÓN	DOMICILIO FISCAL	AGENTE DE RETENCIÓN OBJETO HECHO	FECHA DE CESE
30-71193591-2	UNIDAD EJECUTORA LEY 2763	IRIGOYEN 436 - 3 A - NEUQUEN (CP:8300)	4177	31/01/2014
30-71215240-7	MINISTERIO DE COORDINACION DE GABINETE, SEGURIDAD Y TRABAJO	BELGRANO 350 - NEUQUEN (CP:8300)	4217	30/09/2017



RESOLUCIÓN N° 360/DPR/21

Neuquén, 16 de diciembre de 2021

VISTO:

El Expediente Administrativo N° 8223-008720/2021 del Registro de la Dirección Provincial de Rentas caratulado “OLEODUCTO LOMA CAMPANA LAGO PELLEGRINI S.A. s/SOLICITUD ALTA COMO AGENTE DE PERCEPCIÓN DEL IMPUESTO SOBRE INGRESOS BRUTOS”; el Código Fiscal Provincial vigente; la Ley Impositiva Provincial; la Resolución N° 035/DPR/19, sus complementarias y modificatorias; y

CONSIDERANDO:

Que en fecha 24/11/2021 el contribuyente OLEODUCTO LOMA CAMPANA LAGO PELLEGRINI S.A., Clave Única de Identificación Tributaria 30-71599541-3, solicita ser designado como Agente de Percepción del Impuesto sobre los Ingresos Brutos;

Que dicha sociedad es contribuyente en el Impuesto sobre los Régimen de Convenio Multilateral, Objeto Hecho N° 9013071599541/3;

Que la Resolución N° 035/DPR/19, sus complementarias y modificatorias, estableció las Normas Generales Obligatorias para Agentes de Percepción del Impuesto sobre los Ingresos Brutos y los casos, formas, condiciones y tiempos para practicar las percepciones, encuadrando el contribuyente citado en los parámetros que establece dicha Resolución para ser designado Agente de Percepción de la Provincia del Neuquén;

Que la designación de Agentes de Percepción es una herramienta idónea para optimizar la función recaudadora del Impuesto sobre los Ingresos Brutos;

Que los Artículos 14 y 186 del Código Fiscal Provincial vigente facultan a la Dirección Provincial de Rentas a dictar normas obligatorias y designar a quienes actuarán como Agentes de Percepción en la oportunidad, casos, formas y condiciones que se establezcan;

Que la Dirección General de Legal y Técnica ha tomado la intervención de competencia;

Por ello:

EL DIRECTOR PROVINCIAL DE RENTAS
RESUELVE:

Artículo 1°: Desígnase a Oleoducto Loma Campana Lago Pellegrini S.A., Clave Única de Identificación Tributaria 30-71599541-3 y domicilio fiscal en calle Macacha Guemes N° 515 - Capital Federal (CP 1107) como gente de Percepción del Impuesto sobre los Ingresos Brutos, CUIT 30-71599541-3.

Artículo 2: Establécese que las percepciones deberán practicarse en los casos, formas y condiciones establecidos en las Resoluciones N° 035/DPR/19, sus modificatorias y complementarias y en las Resoluciones dictadas por la Comisión Arbitral en relación al sistema SIRCAR.

Artículo 3°: Hágase saber que el Agente de Percepción del Impuesto sobre los Ingresos Brutos nombrado en el Artículo 1, deberá actuar como tal por las operaciones efectuadas a partir de los 30 (treinta) días de notificada la presente, o antes de esa fecha si sus sistemas contables e informáticos se lo permitieran.

Artículo 4°: Notifíquese al Agente designado y a la Comisión Arbitral. **Comuníquese** a las Direcciones Generales y al Departamento Agentes de Retención, Percepción y Recaudación. **Publíquese** en el Boletín Oficial y en la Página Web de esta Dirección Provincial. **Regístrese**. Cumplido, **Archívese.**

Fdo. Cr. Juan Martín Insua, Director Provincial de Rentas.

RESOLUCIÓN N° 373/DPR/21

Neuquén, 17 de diciembre de 2021.

VISTO:

El Decreto Provincial N° 405/1991; el Decreto N° 0171/01; la Resolución N° 220/10 de la Subsecretaría de Gestión Pública; las Disposiciones N° 73/04 y N° 43/11 de la Contaduría General de la Provincia; la Directiva N° 001GE -2008 - S.G.P. y C.E; las Resoluciones N° 245/DPR/11, 415/DPR/13, 435/DPR/13, 035/DPR/14 y 090/DPR/20; el Código Fiscal Provincial Vigente; y

CONSIDERANDO:

Que en el orden provincial, el Decreto N° 0171/01 establece como requisito para la inscripción como proveedor y/o contratista en el Padrón de Proveedores, la presentación del “Certificado de Cumplimiento Fiscal” para contratar con el Estado Provincial;

Que mediante Resolución N° 415/DPR/13 la Dirección Provincial de Rentas adhiere al Plan Provincial de Gobierno Electrónico y al Modelo de Integrabilidad, Directiva N° 001GE-2008-SGPyCE;

Que en dicho ámbito, la plataforma tecnológica utilizada contempla la posibilidad del desarrollo de los sistemas en un entorno Web, habiéndose previsto como una de sus funcionalidades, la publicación en la URL del organismo fiscal de los distintos certificados exigidos a los contribuyentes para el cumplimiento de diversos trámites;

Que mediante Resolución N° 435/DPR/13, Anexo I, se aprobó el Certificado Fiscal para contratar y por medio de la Resolución N° 035/DPR/14 se probó el Sistema denominado “Certificado Fiscal WEB” habilitando la emisión de los Certificados de Cumplimiento Fiscal aprobados por Resolución referenciada en primer término, los cuales serán válidos para el cumplimiento de lo dispuesto en el inciso c) del

Artículo 88° del Reglamento de Contrataciones dispuesto por el Decreto N° 2758/95, concordante con el inciso f) del Artículo 65° de la Ley 2141 de Administración Financiera y Control, aprobando además el procedimiento para la emisión de los mismos;

Que, asimismo, en la Resolución N° 245/DPR/11, estaba previsto en su artículo 4° apartado "Casos excepcionales", la emisión de un Certificado Provisorio -válido por el término de treinta días- por única vez por período fiscal, sin perjuicio de ser pasible de revisión ulterior en caso de ser necesario;

Que el referenciado Certificado Provisorio contaba con las mismas cualidades que el Certificado Fiscal WEB, a excepción de su validez y se emitía cuando razones de administración tributaria impedían dar cumplimiento a los plazos establecidos para su otorgamiento;

Que es menester reglamentar la emisión del Certificado Fiscal Web Provisorio en el marco de la implementación del Sistema Neuquino de Administración Tributaria y Autogestión Si.N.A.Tr.A., aprobado por Resolución 090/DPR/20;

Que el Artículo 9 del Código Fiscal Provincial Vigente faculta al Director Provincial de Rentas a dictar normas generales obligatorias para los responsables y terceros, en las materias en que las Leyes autorizan a la Dirección Provincial de Rentas para reglamentar la situación de aquellos frente a la Administración;

Que las Direcciones Generales de Sistemas y Tecnologías de la Información y de Legal y Técnica han tomado la intervención de competencia;

Por ello:

EL DIRECTOR PROVINCIAL DE RENTAS
RESUELVE:

Artículo 1°: Apruébase el denominado "Certificado de Cumplimiento Fiscal WEB Provisorio", el cual será válido - además del Certificado web aprobado por Resolución 035/DPR/2014 - para el cumplimiento de lo dispuesto en el inciso e) del Artículo 88° del Reglamento de Contrataciones dispuesto por el Decreto N° 2758/95, concordante con el inciso f) del Artículo 65° de la Ley 2141 de Administración Financiera y Control.

Artículo 2°: Apruébase el procedimiento para la emisión de los Certificados de Cumplimiento Fiscal WEB provisorio a través del Sistema Neuquino de Administración Tributaria y Autogestión (Si.N.A.Tr.A.) de conformidad a las previsiones del ANEXO ÚNICO, que integra la presente norma legal.

Artículo 3°: Deróguense las Resoluciones que se opongan a la presente.

Artículo 4°: Comuníquese a las Direcciones Generales de la Dirección Provincial de Rentas. **Publíquese** en el Boletín Oficial. **Regístrese.** Cumplido, **Archívese.**

ANEXO ÚNICO

Artículo 1°: El certificado de cumplimiento fiscal web provisorio será emitido de forma excepcional cuando las tareas a realizar por parte de la Dirección Provincial de Rentas, en pos de solucionar las inconsistencias, se contrapongan con la urgencia del contribuyente, o cuando se verifiquen puntos de discusión cuya solución no dependa del sector otorgante, previa certificación del cumplimiento de las obligaciones adeudadas o del armado del expediente administrativo, procediéndose a emitir dicho certificado, sujeto a las resultas del referido expediente.

Artículo 2°: Constituyen causales para la emisión del referido certificado algunas de previstas a continuación:

a) Eventuales divergencias o controversias de índole material o formal en discusión Administrativa, por aplicación y/o interpretación de normativas vigentes.
b) Ante la existencia de Certificados de cumplimiento fiscal inhabilitados por encontrarse el contribuyente bajo inspección.

c) Por presentación de declaraciones juradas y pagos efectuadas por el contribuyente solicitante que no se encuentren acreditados y/o impactada/os en SiNATrA.
d) Situaciones que por atemporalidad impidan emitir el certificado cumplimiento fiscal web
e) Otras causales no previstas precedentemente que impidan la normal emisión del certificado de cumplimiento fiscal web, las cuales serán merituadas por la Dirección General de Atención y Servicios al Contribuyente y/o la Dirección General de Recaudaciones.

Artículo 3°: La solicitud del certificado de cumplimiento fiscal web provisorio se tramitará a requerimiento del contribuyente interesado- vía inicio de expediente administrativo por ante la División Cumplimiento Fiscal dependiente del Departamento Ingresos Brutos en Sede Central o en las Delegaciones del interior o la Delegación CABA de la Dirección Provincial de Rentas, previa verificación de la procedencia del certificado solicitado.

Artículo 4°: En aquellos casos que se cumpla con la causal indicada en el inciso c) del Artículo 3 del presente Anexo, el contribuyente podrá solicitar el certificado de cumplimiento fiscal web provisorio sin necesidad de inicio de expediente administrativo.

Para ello, podrá efectuar su solicitud vía correo electrónico al e-mail oficial correspondiente a la División Cumplimiento Fiscal dependiente del Departamento Ingresos Brutos en la Sede Central, o el correspondiente a las delegaciones del interior o la Delegación CABA de la Dirección Provincial de Rentas, en el cual deberá adjuntar, en archivo PDF, las declaraciones juradas y pagos efectuados y no impactados.

Artículo 5°: El certificado de cumplimiento fiscal web provisorio será válido por el término de treinta días corridos contados desde la fecha de emisión, sin perjuicio de ser pasible de revisión ülterior en caso de ser necesario.

Artículo 6°: Sólo en casos excepcionales en los que se verifique que la causal responde a situaciones que ameriten un plazo de resolución mayor a los treinta días corridos, se podrá emitir un Certificado de cumplimiento fiscal web provisorio por un plazo mayor, cuya facultad de emisión recae en el/la director/a de la Dirección General de Atención y Servicios al Contribuyente y en el Director General de Recaudaciones.

Artículo 7°: Los Organismos correspondientes al Estado Provincial, los Entes Autárquicos, los Organismos Descentralizados, el Poder Legislativo, el Poder Judicial y otras Entidades autorizadas, podrán consultar el certificado emitido en forma provisoria, el cual tendrá la misma validez que el otorgado por la Dirección Provincial de Rentas.

En caso de detectar inconsistencias tendrán que informar el origen de las mismas y derivar al contribuyente a este Organismo Fiscal.

Una vez otorgado, los organismos correspondientes al Estado Provincial, u otras entidades del Poder Legislativo y el Poder Judicial podrán obtenerlo de la misma manera que el Certificado de Cumplimiento Fiscal WEB.

Fdo. Cr. Juan Martín Insua, Director Provincial de Rentas.

RESOLUCIÓN N° 374/DPR/21

Neuquén, 17 de diciembre de 2021.

VISTO:

Los Artículos 14 y 80 del Código Fiscal Provincial Vigente; la Resolución General N° 15/2021 dictada por la Comisión Arbitral del Convenio Multilateral; la Resolución General 4309/2018 (AFIP); y

CONSIDERANDO:

Que resulta necesario establecer los vencimientos de los plazos generales para la presentación y pago del Impuesto sobre los Ingresos Brutos correspondiente al período fiscal 2022;

Que, asimismo, debe establecerse la fecha de vencimiento para la presentación de la Declaración

Jurada Anual del Período Fiscal 2021 de los contribuyentes Directos del Régimen General y para aquellos adheridos al Régimen Simplificado del mencionado impuesto;

Que en relación a los vencimientos para el pago del Impuesto sobre los Ingresos Brutos de los contribuyentes adheridos al Régimen simplificado correspondiente al período fiscal 2022, será aplicable lo dispuesto en el Artículo 35 de la Resolución General 4309/2018 (AFIP);

Que respecto a los contribuyentes inscriptos en el Régimen de Convenio Multilateral, resulta oportuno que esta Jurisdicción adhiera al Calendario de Vencimientos para el Período Fiscal 2022, establecido por Resolución General N° 15/2021 dictada por la Comisión Arbitral;

Que el Artículo 14 Inc. c) del Código Fiscal Provincial Vigente establece que "El Director Provincial está facultado para impartir normas generales obligatorias para los contribuyentes, responsables y terceros, en las materias en que las Leyes autorizan a la Dirección Provincial para reglamentar la situación de aquéllos frente a la Administración ... en especial, podrá dictar normas obligatorias con relación a los siguientes puntos: ... c) Determinación de la forma y plazo de presentación de Declaraciones Juradas y de los formularios de liquidación administrativa de gravámenes";

Que el Artículo 80 del citado Código Fiscal establece que, salvo disposición expresa en contrario del Código o Leyes Fiscales, el pago de los impuestos, tasas y contribuciones, sus accesorios y multas deberá ser efectuado por los contribuyentes o responsables dentro de los plazos que a tal efecto establezca el Código, la Ley Impositiva o la Dirección Provincial de Rentas;

Que la Dirección General de Legal y Técnica ha tomado la intervención de competencia;

Por ello:

EL DIRECTOR PROVINCIAL DE RENTAS
RESUELVE:

Artículo 1°: Establécese, para el Período Fiscal 2022, las fechas de vencimiento para la presentación de las Declaraciones Juradas y pago del Impuesto sobre los Ingresos Brutos de los contribuyentes Directos detalladas en el **ANEXO I** que forma parte de la presente Resolución.

Artículo 2°: Fíjese las fechas de vencimiento para la presentación y pago del Impuesto Sobre los Ingresos Brutos para el Período Fiscal 2022 de los Contribuyentes del Régimen de Convenio Multilateral que se describen en el **ANEXO II** que forma parte de la presente.

Artículo 3°: Establécese el día 31 de marzo de 2022 como fecha de vencimiento para la presentación de la Declaración Jurada Anual correspondiente al Período Fiscal 2021 del Impuesto Sobre los Ingresos Brutos para contribuyentes Directos del Régimen General y el día 28 de febrero de 2022 como fecha de vencimiento para la presentación de la Declaración Jurada Anual correspondiente al Período Fiscal 2021 para los contribuyentes del Impuesto Sobre los Ingresos Brutos adheridos al Régimen Simplificado.

Artículo 4°: Establécese que para los vencimientos para el pago del Impuesto sobre los Ingresos Brutos de los contribuyentes adheridos al Régimen simplificado correspondiente al período fiscal 2022, será aplicable lo dispuesto en el Artículo 35 de la Resolución General 4309/2018 (AFIP).

Artículo 5°: Establécese que el vencimiento para la presentación de la Declaración Jurada Anual correspondiente al Período Fiscal 2021, para los contribuyentes del Régimen de Convenio Multilateral, operará juntamente con las fechas establecidas para el vencimiento del anticipo 4, en base al dígito verificador del número de CUIT correspondiente, que se describe en el **ANEXO II** que forma parte de la presente Resolución.

Artículo 6°: Hágase saber que cuando las fechas determinadas resultaren día inhábil, el vencimiento se considerará prorrogado hasta el primer día hábil siguiente.

Artículo 7°: Comuníquese, Publíquese, dése intervención al Boletín Oficial. **Regístrese.** Cumplido, **Archívese.**

Fdo. Cr. Juan Martín Insua, Director Provincial de Rentas.

ANEXO I

IMPUESTO SOBRE LOS INGRESOS BRUTOS

CONTRIBUYENTES DIRECTOS

Fechas de vencimiento para el Período Fiscal 2022

Anticipo	Mes de Vencimiento	CONTRIBUYENTE CON CUIT				
		0-1 DÍA	2-3 DÍA	4-5 DÍA	6-7 DÍA	8-9 DÍA
1	FEB /22	18	21	22	23	24
2	MAR/22	18	21	22	23	25
3	ABR/22	18	19	20	21	22
4	MAY/22	18	19	20	23	24
5	JUN/22	21	22	23	24	27
6	JUL/22	18	19	20	21	22
7	AGO/22	18	19	22	23	24
8	SEP/22	19	20	21	22	23
9	OCT/22	18	19	20	21	24
10	NOV/22	18	22	23	24	25
11	DIC/22	19	20	21	22	23
12	ENE/23	18	19	20	23	24

Cr. JUAN MARTÍN INSUA
DIRECTOR PROVINCIAL DE RENTAS
PROVINCIA DEL NEUQUÉN

ANEXO II

IMPUESTO SOBRE LOS INGRESOS BRUTOS

CONTRIBUYENTES DE CONVENIO MULTILATERAL

Fechas de vencimiento para el Período Fiscal 2022

Anticipo	Mes de Vencimiento	CONTRIBUYENTE CON CUIT Terminados en (dígito verificador)			
		0 a 2	3 a 5	6 a 7	8 a 9
		DÍA	DÍA	DÍA	DÍA
1	FEB /22	15	16	17	18
2	MAR/22	15	16	17	18
3	ABR/22	18	19	20	21
4	MAY/22	16	17	18	19
DDJJ Anual 2021	MAY/22	16	17	18	19
5	JUN/22	15	16	21	22
6	JUL/22	15	18	19	20
7	AGO/22	16	17	18	19
8	SEP/22	15	16	19	20
9	OCT/22	17	18	19	20
10	NOV/22	15	16	17	18
11	DIC/22	15	16	19	20
12	ENE/23	16	17	18	19

Cr. JUAN MARTÍN INSUA
DIRECTOR PROVINCIAL DE RENTAS
PROVINCIA DEL NEUQUÉN

RESOLUCIÓN N°376/DPR/21

Neuquén, 21 de diciembre de 2021.

Visto:

Las Leyes 3273, 3027, 3175, 3221; el Código Fiscal Provincial vigente; las Resoluciones N° 17/ DPR/20 y 179/DPR/20; y

CONSIDERANDO:

Que la Ley 3027, vigente hasta el 31/12/2018, fue creada con el fin de fomentar inversiones productivas para las micro, pequeñas y medianas empresas, adhirió al Título III -Fomento a las inversiones- de la Ley nacional 27264 - Programa de Recuperación Productiva;

Que con el mismo objeto, la Ley 3175, en su Artículo 1°, establece que las micro, pequeñas y medianas empresas referidas en el Artículo 1° de la Ley Nacional 25.300 y en sus normas complementarias, gozan de Estabilidad Fiscal en el mpuesto sobre los Ingresos Brutos desde el 01/01/2017 hasta el 31/12/ 2019;

Que mediante Ley 3221 se prorrogó hasta el 31/12/2020 la vigencia de la Ley 3175, reglamentándose la misma, por Resoluciones N° 17/DPR/20 y 179/DPR/20;

Que en igual sentido, la Ley 3273 prorroga la vigencia de la Ley 3175 hasta el 31/12/2022, encontrándose facultada la Dirección Provincial de Rentas a establecer los requisitos y el procedimiento para acceder al citado beneficio, en los términos del Artículo 4° del citado plexo normativo;

Que la Dirección General de Legal y Técnica ha tomado la intervención de competencia;

Por ello:

EL DIRECTOR PROVINCIAL DE RENTAS
RESUELVE:

Artículo 1°: Establécese que para el reconocimiento del beneficio de la Estabilidad Fiscal en los términos del Artículo 1 o de la Ley 3175, prorrogada por Ley 3273, se deberán cumplimentar el procedimiento establecido en las Resoluciones N° 17/DPR/20 y 179/DPR/20.

Artículo 2°: Hágase saber que, a los efectos de gozar de la estabilidad fiscal en los términos establecidos en el Artículo 1° de la Ley 3175, prorrogada por ley 3273, para el ejercicio fiscal 2022, el contribuyente deberá interponer la solicitud con anterioridad al 28 de febrero de 2022, en caso contrario, la misma operará desde la fecha de efectiva presentación de la solicitud.

Artículo 3°: Publíquese en el Boletín Oficial y **Dése** a conocimiento a las distintas áreas y delegaciones de la Dirección Provincial de Rentas. Cumplido. **Archívese.**

Fdo. Cr. Juan Martín Insua, Director Provincial de Rentas.

PROVINCIA DEL NEUQUÉN

MINISTERIO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES

RESOLUCIÓN N° 053/20

VISTO:

El Expediente N° 8800-002219/20 del registro del Ministerio de Energía y Recursos Naturales; la Ley Nacional 17319 y su modificatoria 27007; y

CONSIDERANDO:

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 Nacional 24145 en su Artículo 1° dispuso: “Transfiérase 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 Nacional 26197;

Que de esta manera se sustituyó el artículo 1° de la Ley 17319, modificado por el artículo 1° de la Ley 24145, 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 lo soliciten;

Que por su parte el artículo 2° de la Ley 26197 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 17319 y su reglamentación ...”*.

Que con la modificación del Artículo 124° de la Constitución Nacional y la modificación del Artículo 1° de la Ley 17319 por la ley 26197, 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 en lo que se refiere a los inicios de estas actividades de exploración y explotación de hidrocarburos bajo métodos no convencionales dentro de la Provincia, cabe destacar que desde el año 2012 se da inicio al proceso de evaluación del riesgo de los reservorios no convencionales, considerándose un riesgo geológico asociado a las condiciones de la roca;

Que como consecuencia del inicio de las actividades de exploración y explotación por tecnologías no convencionales, fue dictada la Ley 27007 a los fines de modificar la Ley 17319 incorporando en su articulado previsiones específicas respecto de los derechos y obligaciones de los Permisionarios y Concesionarios;

Que el interés mundial provocado por la información referida a los reservorios no convencionales (informe de la Agencia Internacional de la Energía), hizo que hayan ingresado nuevos actores a la explotación de recursos en la Provincia como por ejemplo Exxon, XTO, Shell, Chevron, Total, Wintershall DEA, Conoco Phillips, Petronas, Equinor (anteriormente Statoil), Geopark, DOW, Vista Oil & Gas, Phoenix, que se complementan a las nacionales de YPF, Tecpetrol, Pan American, Capex y Pluspetrol, resultando importante destacar que todas estas empresas tienen uno o más proyectos referidos a obtener hidrocarburos en reservorios no convencionales;

Que a la fecha han aprobado 38 Proyectos de Explotación No Convencionales, sobre una superficie de 8.773 km^2 abarcando aproximadamente 30% de la superficie de la formación Vaca Muerta;

Que actualmente se encuentran en desarrollo continuo ocho proyectos, con una superficie total de 1.709 km2 , abarcando sólo el 20% de la superficie de las CENCH y el 6% del total de Vaca Muerta;

Que en los inicios de la actividad de explotación no convencional las perforaciones eran predominantemente verticales o dirigidas. La curva de aprendizaje llevó a un cambio en la técnica de explotación a través de la perforación de pozos con ramas horizontales cada vez más extensas y mayor densidad de fracturas. Mientras en 2016, en el principal proyecto no convencional de petróleo, la longitud promedio

de las ramas laterales perforadas ascendía a 1.400 metros, con 17 fracturas por pozo, en 2019 estas ramas promedian los 2.400 metros habiendo superado algunas los 3.000 metros, con más de 30 fracturas. En 2019 se realizaron en promedio 570 fracturas mensuales, muy por encima las 270 fracturas promedio que se realizaban en 2016. Por su parte en el primer trimestre de 2020 las fracturas promedio han escalado a 405;

Que en lo que concierne a la legislación específica, la ley de hidrocarburos 17319 en su Artículo 27° establece 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 su parte el Artículo 27 bis de la ley precedentemente señalada dispone que el concesionario de explotación, dentro del área de concesión, podrá requerir la subdivisión del área existente en nuevas áreas de explotación no convencional de hidrocarburos;

Que 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;

Que es la Autoridad de Aplicación, de manera fundada, la que decidirá otorgar o no la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, sobre la base de un proyecto de desarrollo que contenga al inicio un plan piloto;

Que dicho proyecto de desarrollo obliga al Concesionario, a fin de dar cumplimiento a lo dispuesto por el Artículo 31° de la Ley 17319, a realizar dentro de los límites de su concesión y dentro de plazos razonables, las inversiones que sean necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie abarcada por la concesión, con arreglo a las más racionales y eficientes técnicas y en correspondencia con la característica y magnitud de las reservas comprobadas, asegurando la máxima producción de hidrocarburos compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas;

Que la Autoridad de Aplicación al momento de decidir el otorgamiento de una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos debe evaluar las posibilidades técnico económicas del futuro Concesionario, para dar cumplimiento a lo dispuesto en el mencionado Artículo 31° de la Ley;

Que a partir del otorgamiento de la Concesión de Explotación No de Explotación No Convencional otorgada por la Autoridad de Aplicación y vigente, el área remanente no afectada a la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos seguirá Vigente por los plazos y en las condiciones previamente existentes, debiendo a la Autoridad de Aplicación readecuar el título respectivo resultante de la subdivisión;

Que igual tratamiento corresponde darle a un Permiso Exploratorio, cuando de él se otorga una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos por una superficie menor a la del Permiso;

Que si bien la Ley de Hidrocarburos otorga a los titulares de un Permiso de Exploración y a los Concesionarios de una explotación de hidrocarburos convencional, el derecho a solicitar una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, ello no implica perse que la misma deba ser otorgada sobre toda la extensión territorial del área permisionada o concesionada previamente;

Que lo señalado anteriormente obliga a la Autoridad de Aplicación a definir los criterios referidos al alcance de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos a otorgar, haciendo aplicación de lo normado por la Ley 17319 y sus modificatorias y ampliatorias;

Que en este sentido, la Provincia del Neuquén contribuyó a generar las condiciones de base necesarias para el desarrollo de la tecnología y el conocimiento en las técnicas de explotación no convencionales, las que se traducen en una constante mejora de la eficiencia y productividad;

Que el régimen de Concesiones No Convencionales se encuentra normado en la Ley 17319 y la misma no estableció reglas de otorgamiento basadas en las características especiales que poseen los reservorios no convencionales;

Que en lo que se refiere a las características especiales de un reservorio No Convencional, el Hidrocarburo no fluye por el medio poroso hacia el pozo cuando un diferencial de presión es aplicado por medio de la perforación (como en un reservorio convencional). Dada su baja permeabilidad, se debe estimular la roca que lo contiene (fractura hidráulica), generando así un medio permeable para que el hidrocarburo fluya hacia el pozo y así poder ser explotado. Esta característica, hace que en un reservorio inicialmente existan recursos estimados (volumen de hidrocarburo presente en el reservorio), y que para que los mismos puedan categorizarse como reservas, debe demostrarse que su extracción se llevará a cabo de forma económica. Este criterio se torna de extrema importancia en reservorios no convencionales, donde además de la certeza razonable de que el hidrocarburo se encuentra en la formación con presión suficiente, la eficiencia operativa y las tecnologías aplicadas en todo el proceso productivo definirán la viabilidad del mismo;

Que la evolución en cuanto al desarrollo de la formación Vaca Muerta en los últimos 8 años no solo ha demostrado su productividad, sino también se ha podido definir de manera más ajustada qué tipo de fluidos se esperan producir de acuerdo a la ubicación geográfica, cuáles son los niveles objetivos a navegar y en base a esto, cuál es el diseño de pozo que mejor se ajusta. Con lo cual, si bien existen incertidumbres hasta tanto se realice una perforación, las condiciones dadas por el Poder Concedente provincial para obtener la información y proceder con la actividad vinculada a las Concesiones de Explotación No Convencionales de Hidrocarburos otorgadas hasta el momento, han permitido disminuir notablemente el riesgo respecto de la productividad del reservorio;

Que de lo expuesto se desprende que el contexto actual resulta adecuado para regular cuestiones administrativas vinculadas a la Autoridad de Aplicación en el ejercicio de su potestad Concedente y a la producción de hidrocarburos dentro de la Provincia;

Que el Artículo 33° de la Ley 17319 establece claramente el criterio que debe tenerse en cuenta para el otorgamiento de una Concesión;

Que dicho Artículo 33° dispone que cada uno de los Lotes abarcados por una concesión debe coincidir lo más aproximadamente posible con todo o parte de trampas productivas de hidrocarburos comercialmente explotables;

Que si bien el artículo precedentemente señalado está dirigido a las Concesiones de Explotación de Hidrocarburos Convencionales, y que la Ley 17319 no ha establecido diferencia alguna con las Concesiones No Convencionales dado que en las mismas no existe el concepto de trampa, si puede inferirse que lo que más se asemejaría a un lote de explotación, en el marco de una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, es el área que será definida por la actividad en el Plan Piloto;

Que la superficie definida para el Plan Piloto es la única que al momento del otorgamiento de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos tendrá una eventual producción comercialmente explotable, en concordancia con el artículo 33° de la Ley 17319;

Que el Artículo 22° de la Ley 17319 impone la necesidad de existencia de producción comercialmente explotable para que la Autoridad de Aplicación otorgue una Concesión, lo cual se tornaría de imposible aplicación en los casos de solicitudes de Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, donde no hay dicha producción comercial aún;

Que el Plan Piloto aprobado por la Autoridad de Aplicación implica asumir un compromiso firme de actividad e inversión, que permitirá disminuir el riesgo relacionado a productividad de una superficie denominada Área del Piloto, en donde los parámetros obtenidos resultan replicables dentro de un rango de certidumbre razonable para la explotación comercial de los hidrocarburos presentes en la misma;

Que el Área del Piloto se determina en función de la actividad aprobada para el Plan Piloto y usando criterios de correlación geológica, volumétricos, de proximidad, eficiencia operativa y de riesgos asociados (procedimiento asociado a la certificación de reservas), y cuya extensión suele ser menor a la de la concesión previa o permiso exploratorio;

Que consecuentemente, y en aplicación del Artículo 33° de la Ley 17319 no existe la obligación para otorgar una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos por fuera del Área del Plan Piloto;

Que en consecuencia, es procedente otorgar la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, limitada a la superficie que afecta el área del Plan Piloto;

Que en ambos casos en los que se accede a una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, ya sea proveniente de una Concesión Convencio,nal o proveniente de un Permiso de Exploración, sobre la superficie que ‘ afecta el Area del Plan Piloto, puede ser del interés del Concesionario contar con la mayor superficie posible para poder rentabilizar sus inversiones de exploración y del Plan Piloto, y replicar a futuro la experiencia de dicho piloto en una superficie mayor al área de dicho Plan Piloto;

Que por ello en caso de que el área afectada al Plan Piloto sea menor a la de la concesión o del permiso original y el concesionario requiera una superficie mayor al Área de dicho Plan Piloto, deberá acordar con la Autoridad de Aplicación los términos y condiciones de dicho otorgamiento, debiendo abonar un “Bono de Extensión de Área”, cuyo valor estará asociado a los recursos que se espera recuperar en el área extendida;

Que el otorgamiento de una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, de conformidad con los criterios o pautas establecidos en la presente norma legal, no obsta a la obligación que tienen todas las concesionarias de cumplir con sus obligaciones respecto a las inversiones necesarias para la ejecución de los trabajos que exija el desarrollo de toda la superficie del área, asegurando la máxima producción de hidrocarburos, por cuanto la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos se otorga por la presentación de un proyecto de desarrollo que, incluyendo un plan piloto además contemple las inversiones necesarias que permitan desarrollar toda la superficie del área y obtener la rentabilidad adecuada que demuestre su viabilidad, todo ello en virtud de los criterios rectores establecidos en el marco de los Artículos 31° y 32° de la Ley Nacional 17319, que prevén trabajos de búsqueda y extracción de hidrocarburos conforme a las más racionales y eficientes técnicas, como asimismo establecen que posteriormente en forma periódica, el concesionario someterá a la aprobación de la Autoridad de Aplicación los programas de desarrollo y compromisos de inversión correspondientes a cada uno de los lotes de explotación;

Que en este sentido surge la necesidad de establecer para las Concesiones de Explotación No Convencionales de Hidrocarburos que se otorguen de conformidad con lo establecido en la presente norma legal que, dos (2) meses antes de la finalización del Plan Piloto propuesto la o las concesionaria/s deberán someter a aprobación de la Autoridad de Aplicación, la actualización del Plan de Desarrollo con las inversiones y trabajos comprometidos para el plazo de hasta tres (3) años calendario posteriores a dicho vencimiento. Asimismo, deberán hacerlo anualmente dentro de la primera quincena del mes de diciembre de cada año durante la vigencia de la Concesión No Convencional de Hidrocarburos;

Que la actividad hidrocarburífera se desarrolla en un entorno en permanente evolución, generando la necesidad de una revisión periódica del marco normativo, que permita adecuarse al contexto vigente en cada momento, facultando al estado a cumplir sus funciones en una manera correcta;

Que de conformidad con lo establecido en el Artículo 2° y ces. de la Ley 26197, que prevén la administración por parte de la Provincia de las áreas hidrocarburiferas, corresponde aplicar la metodología instrumental aquí propiciada;

Que se ha dado intervención de competencia a la Dirección Provincial de Coordinación Legal del Ministerio de Energía y Recursos Naturales, en el marco del Art. 50 de la Ley 1284;

Por ello;

EL MINISTRO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES
RESUELVE:

Artículo 1°: Establécese, ad referéndum del Poder Ejecutivo Provincial, que el otorgamiento de toda Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos estará basada en un proyecto de desarrollo que contenga al inicio un Plan Piloto y deberá comprender la extensión territorial afectada al mismo,

aprobado por la Autoridad de Aplicación conforme los lineamientos y directrices que se indican en los Anexos I y III, que integran la presente norma legal.

Artículo 2°: Establécese que la o las empresas que soliciten incluir dentro de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos una superficie mayor a la afectada al Plan Piloto aprobado, deberán acordar con la Autoridad de Aplicación las condiciones o términos para acceder a lo solicitado, las que deberán incluir el pago de un Bono de Extensión de Área cuyo valor estará asociado a los recursos que se espera recuperar en el área extendida, el que será calculado de acuerdo a los parámetros establecidos en el Anexo II y el proyecto de desarrollo de la totalidad del Área conforme el Anexo III, los cuales forman parte de la presente norma legal.

Artículo 3°: Determínase que lo acordado en el marco de lo establecido en el Artículo 2° de la presente norma legal estará sujeto a la aprobación del Poder Ejecutivo Provincial y será parte integrante de la Concesión No Convencional de Hidrocarburos.

Artículo 4°: Establécese la información mínima que las empresas solicitantes deberán incorporar en la solicitud de una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, considerando los parámetros estipulados en el Anexo III que forma parte de la presente.

Artículo 5°: Establécese para las Concesiones de Explotación No Convencionales de Hidrocarburos que se otorguen de conformidad con lo establecido en la presente Norma Legal que, dos (2) meses antes de la finalización del Plan Piloto aprobado, las concesionarias deberán someter a aprobación de la Autoridad de Aplicación, la actualización del proyecto de desarrollo, con las inversiones y trabajos comprometidos para el plazo de hasta tres (3) años calendario posteriores a dicho vencimiento, con arreglo a lo indicado en la parte pertinente del Anexo III de la presente norma. Asimismo, deberán hacerlo anualmente dentro de la primera quincena del mes de diciembre de cada año durante la vigencia de la Concesión No Convencional de Hidrocarburos.

Artículo 6°: Establécese que ante la falta de presentación del proyecto de desarrollo en tiempo y forma, como así también el incumplimiento del plan de desarrollo aprobado, serán de aplicación las sanciones previstas en los Artículos 80° y 87° de la Ley 17319, o en su defecto las normas que las modifiquen en el futuro.

Artículo 7°: Comuníquese, regístrese y Archivese.

ANEXO I

Extensión territorial del área de Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos en base al Plan Piloto aprobado

La extensión superficial de una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos dependerá de la actividad propuesta por el Plan Piloto y se define como Área de Piloto.

Plan Piloto (Artículos 27°, 27° bis y 35° de la Ley 17319 modificada por Ley 27007): Conjunto de actividades e inversiones con compromiso firme de ejecución en un plazo de hasta cinco años. El principal objetivo del Plan Piloto es demostrar la comercialidad del yacimiento descubierto, ya que incorpora parámetros de operación, evaluaciones de productividad real, costos e inversión. Concluido este se debería contar con toda la información necesaria para el inicio del desarrollo continuo dentro de niveles aceptables de incertidumbre y condiciones replicables.

Área del Piloto: Representación superficial de un volumen de hidrocarburos en fondo que se espera recuperar con diferentes grados de riesgo de acuerdo a la actividad de al menos un PAD (Ver Anexo II) inicial del Plan Piloto. La actividad de perforación y producción en un PAD inicial, delimitará un volumen de recursos esperados en fondo, y se categorizan de acuerdo a lo propuesto por Patricelli et. al, (1995):

El valor esperable de los recursos estará mejor representado por el promedio de su curva de distribución total que por su mediana. Es por ello que a efectos de estudiar el caso más probable no se recurre a la C2 sino a un promedio ponderado de las 3 categorías de recursos contingentes: Recursos Esperados = (X1)* (C1) + (X2)*(C2) + (X3)* (C3).

donde:

C1 = Recursos Contingentes Probados.
C2 = Recursos Contingentes Probables.
C3 = Recursos Contingentes Posibles.
X1, X2 y X3 = factores de ponderación para cada categoría de reservas.

Los factores de ponderación deberían ser tales que reproduzcan el valor promedio de la curva de distribución y podrán establecerse en función de las condiciones de cada área, aunque su estimación estará a cargo del equipo técnico de la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos (o del sector que un futuro lo reemplace), en base a los criterios empleados en la industria en la actualidad e incorporando la información suministrada por los concesionarios que realicen la solicitud de CENCH.

Cada categoría de Recurso Esperado estará representado en superficie por el Área por PAD, en el caso de pozos horizontales, o por el Área por pozo, para los verticales o dirigidos (Ver Anexo II). La extensión geográfica del Área de Piloto y la distribución de las diferentes categorías de recursos será de acuerdo a lo propuesto en “Guidelines for the Application of the Resources Management System” (2011), o del criterio que en un futuro lo reemplace (Figura 1 a y b).

Si bien el Área del Piloto comprende hasta los Recursos Esperados C3, de acuerdo a la actividad comprometida en el Plan Piloto, el límite de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos correspondería hasta C1 cuando se realice un pozo horizontal por cada nivel de navegación identificado en el PAD, hasta C2 cuando se realicen dos pozos horizontales por cada nivel de navegación identificado en el PAD y hasta C3 cuando se realicen más de dos pozos horizontales por nivel de avegación identificado en el PAD.

Para el caso de pozos verticales yjo dirigidos en reservorios Tight, la extensión del Área del Piloto dependerá de la cantidad, ubicación y radio de drenaje de los pozos a perforar, así como también del número de capas, que de acuerdo a un modelo geológico inicial, se estima que son de interés; con el fin de verificar la continuidad del reservorio y sus características principales, así como también de la productividad.

De esta manera con la perforación, terminación y conexión de un pozo, el límite de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos se extendería inicialmente hasta C2, siendo cada polígono de recurso equivalente al área de drenaje del pozo. Con la información disponible en cada caso, la actividad comprometida en el Plan Piloto y acorde a las mejores prácticas de la industria, la Autoridad de Aplicación podrá modificar la extensión de dicha superficie.

Área Remanente: Superficie incluida dentro de los límites del área en las condiciones vigentes al momento de la solicitud de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, pero que está por fuera de la superficie delimitada por el Área del Piloto (Figura 1 a y b).

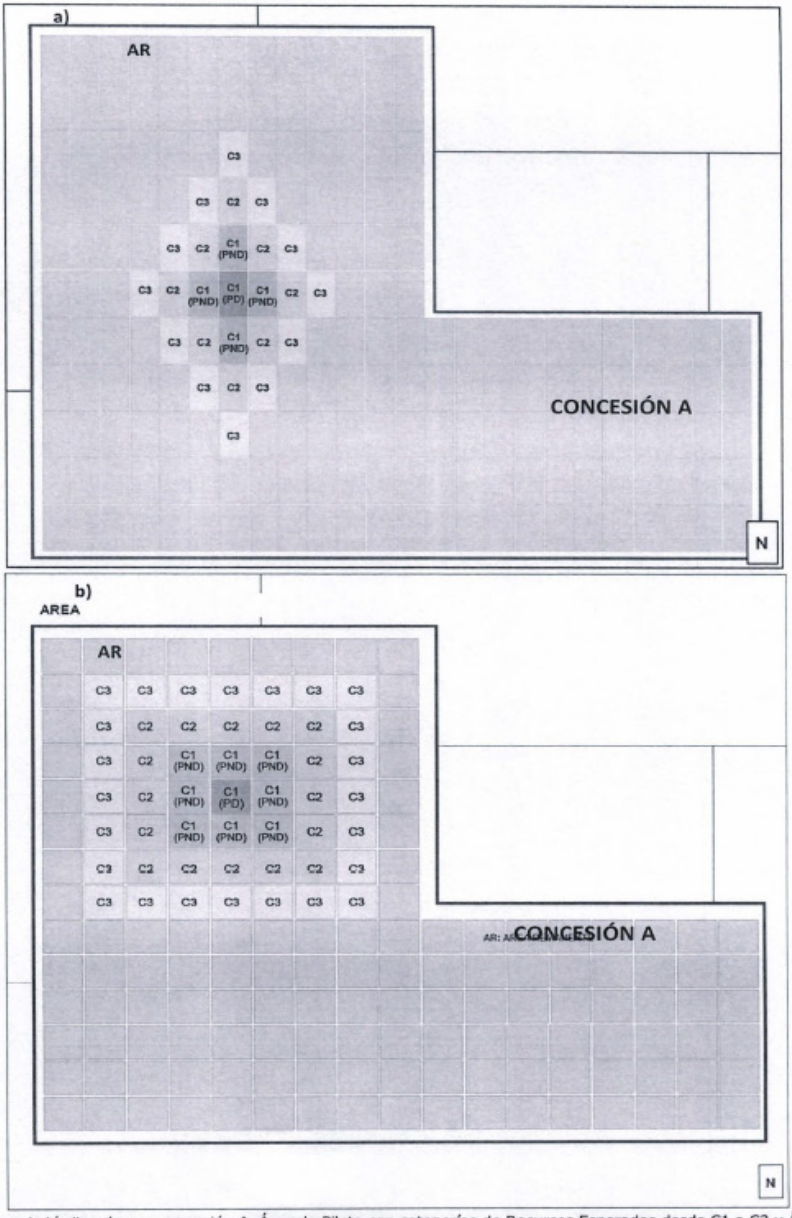


Figura 1. Límites de una concesión A. Área de Piloto con categorías de Recursos Esperados desde C1 a C3 y Área Remanente (AR), representada en color gris. a) Caso para un Plan Piloto con pozos horizontales en reservorio Shale. Área de Piloto incluye 25 Áreas por PAD. b) Caso para un Plan Piloto con pozos verticales y/o dirigidos en reservorios Tight, el Área de Piloto incluye al menos 25 Áreas por Pozo.

PROVINCIA DEL NEUQUEN
Ministerio de Energía y Recursos Naturales

MIGUEL A. MÉNDEZ
Director Provincial de Despacho
Ministerio de Energía
y Recursos Naturales

ANEXO II

Valor monetario del Área Extendida y parámetros para el cálculo del Bono de Extensión de Área el valor monetario del Área Remanente depende de la distribución de las diferentes categorías de Recursos Esperados de acuerdo a la cantidad de potenciales Áreas de Piloto que entrarán en ésta.

Para el cálculo del valor monetario del Área Remanente se utiliza una metodología mixta que incorpora información real y estadística de acuerdo a parámetros volumétricos y operativos que se resumen en tres ejes principales:

- Características geológicas del reservorio. Continuidad lateral, porosidad, permeabilidad, saturación de agua, contenido de materia orgánica y características geomecánicas. Esto permite determinar espesores útiles y niveles de navegación.

- Esquema de pozo. Vertical, dirigido u horizontal. Cantidad de etapas de fractura y en el caso de los pozos horizontales, longitud de la rama.

- Historia de producción real y pozo tipo de la formación objetivo, obtenidos en la zona a partir de pozos descubridores u analogía con otras regiones de acuerdo a las características del reservorio, del esquema de pozo y a las políticas de explotación.

Los parámetros necesarios para realizar el cálculo del Bono de Extensión de Area son:

A. Factor de % para bono: Se valoriza el 2% de la estimación de recursos esperados. Dicho porcentaje podrá ser ajustado teniendo en consideración accesibilidad a infraestructura de transporte y tratamiento, el grado de desarrollo de las áreas hidrocarburíferas vecinas, ubicación geográfica, entre otros.

B. Valor del barril petróleo y del MM btu de gas (U$D): Promedio de cuenca de los últimos 2 años.

C. Área por pozo (km2): Área de un polígono que representa en superficie el volumen a drenar en fondo por una perforación y cuya forma depende del diseño de pozo (Figuras 2 y 3). C. Área por pozo (km2): Área de un polígono que representa en superficie el volumen a drenar en fondo por una perforación y cuya forma depende del diseño de pozo (Figuras 2 y 3).

ANEXO II

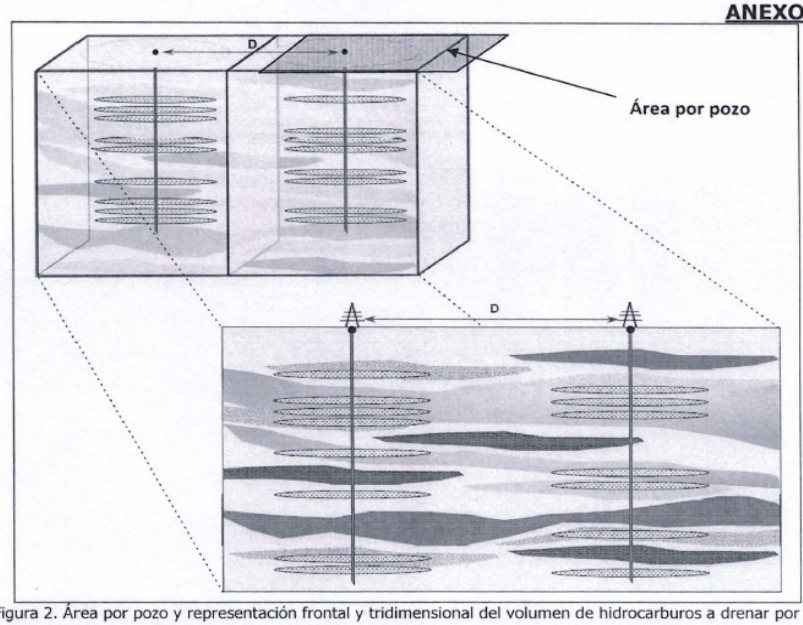


Figura 2. Área por pozo y representación frontal y tridimensional del volumen de hidrocarburos a drenar por un pozo vertical en función de la terminación en diferentes niveles de interés. El radio de drenaje corresponde a la mitad de la distancia entre bocas de pozo.

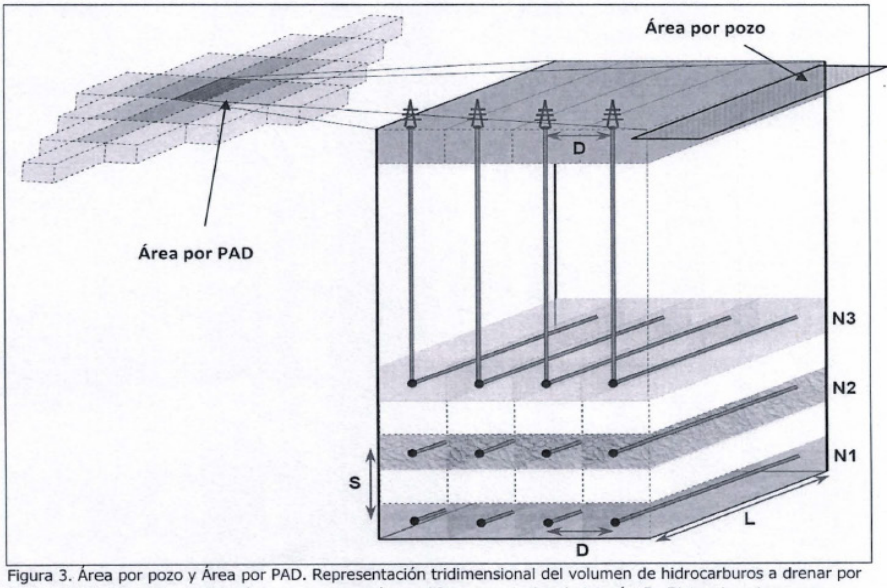


Figura 3. Área por pozo y Área por PAD. Representación tridimensional del volumen de hidrocarburos a drenar por pozos horizontales en función de la terminación en diferentes niveles de interés. D: Distancia entre ramas laterales. L: Largo de la rama lateral. S: Distancia vertical entre niveles de interés. N 1 a 3: Potenciales niveles de navegación.

MIGUEL A. MÉNDEZ
Director Provincial de Despacho
Ministerio de Energía
y Recursos Naturales

ANEXO II

D. PAD: Área geográfica correspondiente a una locación múltiple desde dónde se perforan 2 o más pozos, cuyo objetivo es minimizar el movimiento de suelo, caminos, equipos y centralizar instalaciones.

E. Área por PAD (km2): Surge de la multiplicación del Área por pozo por la cantidad de pozos que se asume perforar por PAD. El Área por PAD tiene una forma determinada en función del diseño de perforación y del volumen asociado en fondo (Figura 3).

F. Niveles de navegación: Intervalos definidos dentro de un reservorio no convencional que son de interés para perforar con pozos horizontales. En el caso de los reservorios shale, se definen en función del contenido de materia orgánica, de la porosidad y de las características geomecánicas. La separación entre niveles (S) se considera debe ser mayor a 50 m (Figura 3), para minimizar efectos de posibles interferencias entre pozos.

La cantidad de niveles de interés varía en cada área de acuerdo a su ubicación geográfica dentro del contexto de la Cuenca Neuquina.

G. Cantidad de Áreas de Piloto incluidas en el Área Extendida: Número de PADs a perforar (con Área por PAD considerada) por categoría de Recursos Esperado. Depende principalmente de los siguientes factores:

- Geometría del área de concesión y la posibilidad de ubicar los PADs respetando los límites.
- La topografía, interferencia con ejidos de poblados, cuerpos de agua y áreas naturales protegidas dentro del área de concesión, limitarán las zonas donde no es posible realizar los trabajos de superficie para construir una locación múltiple o caminos.
- Zonas con presencia de intrusivos ígneos y/o de complejidad estructural en subsuelo que puedan generar complicaciones para la perforación o hayan afectado las características del reservorio o fluidos de interés.
- Zonas con pozos existentes y o instalaciones que impidan la construcción de un nuevo PAD.
- En el caso de los reservorios shale, zonas de ventana de maduración.

H. Pozo tipo: Pronóstico de producción en tiempo y volumen acumulado, por pozo y hasta el fin de vida útil. Depende de las condiciones del reservorio de interés en cada área, de las características del diseño de pozo (largo de rama horizontal, etapas de fractura) y de la política de explotación (gestión de orificios, parámetros de bombeo, instalaciones disponibles). El mismo se definirá a partir de producción real en pozos que hayan resultado descubridores en el área o análogos en la zona y factores de escalamiento según diseño de pozo.

Información mínima a incorporar en la solicitud de CENCH

Nota: Previo a proceder con una solicitud de Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos es indispensable que los legajos (informes de inicio/de terminación y final, perfiles/ estudios realizados/ coronas/ ensayos/ etc.) de los pozos que se encuentren en el área en cuestión estén completos (Resoluciones N°119/12 del entonces Ministerio de Energía/ Ambiente y Servicios Públicos/ y N° 319/93 de la entonces Secretaría de Energía de Nación).

Solicitud de una CENCH

- Cuado se solicita una Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, se debe presentar un Informe Técnico y un Informe Económico, que deben incluir:
  Informe Técnico: La información técnica y actividad previa, el cronograma de actividades comprometidas a realizar en la etapa de Piloto y aquellas a realizar con posterioridad durante la etapa de Desarrollo Continuo (DC).

Informe Económico: Con la información técnico económica disponible al momento, un proyecto de inversión representativo del plan de DC (con el plan piloto al inicio) que indique cómo se desarrollará la superficie solicitada dentro de los plazos de la concesión. Este plan tentativo, será ajustado al finalizar la etapa piloto si el concesionario decide avanzar a la etapa de DC y periódicamente de forma anual.

Informe Técnico (detalle)

Información técnica del área y de la actividad previa

- Síntesis geológica del área y tareas de exploración.
- Caracterización de los diferentes niveles de interés. Espesores, parámetros petrofísicos y valores de corte. Variaciones litológicas laterales y verticales.
- Mapas isopáquicos y estructurales a los distintos objetivos.
- Mapas de porosidad, permeabilidad y espesores útiles.
- Correlación de niveles estratigráficos de interés (sobre sísmica y con perfiles).
- Detalle en planta de pozos con coronas y que estudios fueron efectuados.
- Zonas de mayor interés a desarrollar y su justificación.
- Características de los fluidos- PVT- Composición molar.
- Tramo punzado sobre perfiles eléctricos.
- Datos de las fracturas (volumen de agua usado, cantidad de agente de sostén, gradiente de fractura, presión de fractura, presiones máximas y mínimas, cantidad de etapas, punzados por etapa) - Efectividad de la fractura: área de drenaje, geometría (Re/Xf, Xf). Permeabilidades . alcanzadas. Caudales ensayados.

ANEXO III

Datos específicos sobre la actividad comprometida en el Plan Piloto

- Extensión de la superficie requerida en el marco de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos.
- Cantidad y ubicación con coordenadas provisorias (Posgar 94. Argentina, Faja 2. Proyección Gauss Krüger) de pozos a perforar y conectar. Niveles de interés a estimular por los pozos del Plan Piloto.
- Esquema de pozo. Longitud de la rama horizontal (en el caso de pozos horizontales). Cantidad de fracturas por nivel estimulado.
- Diagrama en tiempo de perforación, terminación y conexión de los pozos.
- Instalaciones de superficie a construir y plazos de ejecución.
- Pozo Tipo estimado: Perfil de producción en tiempo. Modelo utilizado (b estimado). Parámetros de ajuste: tasa de Declinación inicial (mensual nominal), caudal inicial de la declinación - Recuperada Final Estimada (EUR) @tiempo.
- Montos de inversión.

Informe Económico (detalle)

Información económica del proyecto de plan piloto y de desarrollo

- Flujo de Fondos del Proyecto de Inversión: El FF debe detallar año por año desde el inicio de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos, los rubros computables del mismo, a saber:

Ingresos

1- Perfil de producción del proyecto (anual).
2- Supuestos sobre precios.

Gastos

3- Gastos operativos (U$D/bbl, U$D/MMBtu).
4- Impuestos.

a. IIBB.
b. Regalías.
c. Impuesto a las Ganancias.

5- Costos de abandonos, otros costos.
6- Depreciaciones y amortizaciones.

Inversiones

7- Perfil de inversiones.
a. Cuántos pozos entran cada año (de qué tipo: ej. rama horizontal,etapas de fractura).
b. Costo de perforación y terminación por pozo, supuestos sobre mejoras en la eficiencia, cantidad de pozos por locación (o cualquier otro supuesto que pueda modificar el costo unitario de perforación y terminación).
c. Densidad estimada de pozos.
d. Infraestructura.

Conclusión

8- TIR del proyecto y cualquier otro indicador resumen que ayude a justificar la comercialidad del proyecto.

Plan de Desarrollo Continuo (DC)

➢ Dos (2) meses antes de finalizar el Plan Piloto, el concesionario debe presentar a la Autoridad de Aplicación los resultados obtenidos, en relación a los objetivos planteados en la solicitud de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos:

- Si no resultó exitoso, por lo que no se avanzará a la fase de OC, se inicia el proceso de extinción de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos.
- Si resultó exitoso, por lo que se avanza a la fase de OC, deberá:

➢ Presentar para ser aprobada por la Autoridad de Aplicación, la actualización del Proyecto de Inversión con un compromiso de inversión de hasta tres (3) años desde la finalización del Plan Piloto, y de forma anual, en el cual:

- Se define el nivel de actividad con un pronóstico de producción asociado, que la empresa estima alcanzar. La misma debe ser consistente con el objetivo general, y permitir el desarrollo de toda la superficie del área de la Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos durante el período de concesión.
- Debe incluir la información geológica, económica e inversiones que da sustento a dicho pronóstico.
- Se debe incluir una explicación del proceso de toma de decisiones, es decir, hitos que definen los siguientes pasos en el desarrollo del campo.
- Se deben definir los desvíos razonables al pronóstico de producción en función de la etapa en que se encuentre el proyecto (ejemplo: ± 10%). Si la producción se encuentra dentro de estos desvíos, no se considera que la empresa se encuentre en incumplimiento.
- Deberá contener una conceptual de cómo se espera alcanzar el desarrollo total del área, durante todo el período de la concesión.

Evaluación del contexto

- Si a juicio de Concesionario, el contexto (externalidades que afecten al proyecto de inversión) afecta considerablemente las variables del proyecto, debe notificar a la Autoridad de Aplicación dentro de los treinta (30) días posteriores a la ocurrencia, las alteraciones evaluadas en el mismo, presentando el proyecto modificado para ser aprobado por la Autoridad de Aplicación, quién deberá expedirse dentro de los sesenta (60) días de notificada. Igual procedimiento será aplicado si el Concesionario aduce fundadas razones propias para desviarse del proyecto aprobado.
- Las desviaciones en la ejecución del proyecto, respecto del plan aprobado, que no hayan sido informadas y no estén aprobadas por la Autoridad de Aplicación, constituyen una violación a las obligaciones como Concesionario.

Fdo. Miguel A. Méndez.

PROVINCIA DEL NEUQUÉN

MUNICIPALIDAD DE SENILLOSA

DECRETO N° 1273/21/MS

Senillosa, 21 de diciembre de 2021.

VISTO:

La Ordenanza 2001/21/HCD; y

CONSIDERANDO:

Que por dicha norma legal se autoriza a este Ejecutivo Municipal a fijar la fecha de convocatoria para la elección de Convencionales de Senillosa;

Que dicha convocatoria se formalizó por Ordenanza 1986/HCD, de fecha 02 de setiembre del corriente, con su fecha respectiva para el acto eleccionario, pero debido al vencimiento de algunos plazos que corresponden sean tenido en cuenta ante la Secretaría Electoral Provincial, se procede a fijar nueva fecha;

Que habiendo analizado fechas alternativas, que fueron consensuadas con el Juez de Paz Local, quien ha sido designado Presidente de la Junta Electoral Municipal, que tendrá a su cargo la administración y fiscalización del Acto Eleccionario, se tiene una nueva fecha para ello;

Por ello y en base a las facultades emergentes de la legislación vigente y demás que le son propias;

LA INTENDENTA MUNICIPAL DE LA CIUDAD DE SENILLOSA
DECRETA:

Artículo 1°: Fijar El 22 de mayo del 2022 como fecha de convocatoria al electorado del ejido de Senillosa, en el horario de 08 a 18:00 hs., para la elección de doce (12) convencionales municipales titulares y seis (6) convencionales municipales suplentes, para la redacción de la carga orgánica municipal, en un todo de acuerdo a la autorizacion dada por Ord. 2001/21/hc, en base al considerando expuesto.

Artículo 2°: Comuníquese a la Secretaría Electoral Provincial y Dése amplia difusión.

Artíuclo 3°: El presente Decreto será refrendado por la Secretaría de Gobierno y Producción.

Artículo 4°: Regístrese. Comuníquese, Cumplido, Archívese.

Fdo. Fernández Espinoza.

MUNICIPALIDAD DE SENILLOSA

Ordenanzas Sintetizadas Año 2021

2004 - Modifica el Artículo 15° de la Ordenanza N° 1886 s/Se generará un crédito a favor del con-

tribuyente, cuando exista un porcentaje del personal afectado a la actividad a desarrollar dentro del ejido de Senillosa que acredite domicilio real dentro del mismo. Promulgada por Decreto Municipal N° 1262/2021.

2005 - Modifica el Artículo 6° de la Ordenanza N° 873 s/Las causas de remoción del Juez de Faltas de la ciudad de Senillosa. Promulgada por Decreto Municipal N° 1263/2021.

2006 - Presenta Proyectos bajo el Régimen de Iniciativa Privada, será de aplicación a los diversos sistemas de contratación regidos por la Ley de Obras Públicas N° 687(T.O. Resolución 650) y modificatoriaso. Promulgada por Decreto Municipal N° 1265/2021.

2007 - Modifica la Ordenanza Impositiva vigente y readecua los valores que regirán para el cobro de las tasas, impuestos y contribuciones en el Ejercicio 2022. Promulgada por Decreto Municipal N° 1266/2021.

2008 - Desafecta del uso público e inscribe al dominio privado de la Municipalidad de Senillosa, la parte de la calle Intendente Miguel Ríos que posee una superficie aproximada de 1.134 metros cuadrados y se ubica entre las Manzanas B, 12 B y las calles Santa Fe y Neuquén de la localidad. Promulgada por Decreto Municipal N° 1267/2021.

MUNICIPALIDAD DE CUTRAL-CÓ

Decretos Municipales Sintetizados Año 2021

3874 - Promulga la Ordenanza N° 2742/2021 s/Reestructuraclón del Cálculo de Recursos y Presupuesto de Gastos año 2021.

3875 - Promulga la Ordenanza N° 2743/2021 s/Cálculo de Recursos y Presupuesto de Gasto del Departamento Ejecutivo, Departamento Legislativo y Juzgado Municipal de Faltas Ejercicio 2022.

3876 - Promulga la Ordenanza N° 2744/2021 s/Tarifaria año 2022.

3877 - Promulga la Ordenanza N° 2745/2021 s/Presupuesto año 2022 Del Ente Autárquico Intermunicipal Cutral-Có - Plaza Huincul (Enim).

3878 - Promulga la Ordenanza N° 2746/2021 s/Incorporación al Estatuto y Escalafón del Personal Municipal Licencia Especial para Empleadas Municipales, Estudio de Mamografía, Colposcopia y Papanicolau.

879 - Promulga la Ordenanza N° 2747/2021 s/Imposición de nombre de calles en la ampliación del Barrio Brentana de nuestra ciudad.

3880 - Promulga la Ordenanza N° 2748/2021 s/Desafectación del Dominio Público del Estado de la Fracción “S” sobre calle Río Nahueve Barrio Victor Ezio Zani.

FE DE ERRATAS

En la Edición N° 3987 de fecha 21-12-21, en la Sección Normas Legales, se erró de manera involuntaria en en la transcripción siguente:

Por ello y en uso de sus atribuciones;

EL SECRETARIO DE TIERRAS
RESUELVE:

Para subsanar el error mencionado se decide volver a publicar la siguiente norma legal.

La Dirección.

RESOLUCIÓN Nº 915/21

Neuquén, 15 de noviembre 2021.

VISTO:

El Expediente Nº 2903-001060/1993 del registro del ex Ministerio de la Producción; y

CONSIDERANDO:

Que en las actuaciones de referencia el Sr. Ávila Norberto Rubén, manifiesta que se encuentra ocupando parte de la isla que se encuentra entre la Picada 3 y 4 del Chañar, sobre el curso del Río Neuquén, otorgándosele en el año 2001 un permiso de ocupación sujeto a la introducir mejoras, sobre la ocupación de aproximadamente 25 Has., sujeta a mensura;

Que según surge de las actuaciones, el mismo implantaría un proyecto de forestación intensiva hasta la finalización del corte. En el año 2012 desde la Dirección Provincial de Tierras se efectúa una inspección, de la cual surge el estado de abandono;

Que se presenta en las actuaciones el Cr. Francisco Tropeano, manifestando que lo realiza en su carácter de Presidente de Directorio de Tierras de Fuegos S.A., sin acreditar tal representación, acompañando otro escrito en el cual manifiesta haber adquirido las mejoras al Sr. Ávila para el desarrollo de un proyecto productivo;

Que con posterioridad a la mencionada presentación, cuya representación sobre la persona jurídica aún se encontraba sin acreditar, se presenta el Sr. Ávila, manifestando la transferencia de aproximadamente 25 Has. al Sr. Rozas la cual tramitó bajo el Expediente Nº 3310-009270/2006; y las efectuadas en el sector de la isla a Tierras de Fuegos S.A.;

Que en virtud de la presentación realizada en el marco de la Ley 1284, interviene el órgano asesor jurídico permanente del entonces Ministerio de Desarrollo Territorial, sugiriendo caducar el permiso precario otorgado oportunamente, en virtud de los incumplimientos del beneficiario, no sólo con respecto a la introducción de mejoras, sino además rechaza la transferencia supuestamente efectuada sin la participación del órgano competente;

Que se emite la Disposición Nº 302/2013 desde la entonces Subsecretaría de Tierras, la cual caduca el permiso precario de ocupación y rechaza la solicitud de autorización de transferencia efectuada por el Sr. Ávila, según lo dispuesto en la Ley 263, Artículo 64 *"… Las transferencias efectuadas o que se efectúen directamente, sin intervención de la Dirección General de Tierras y Colonización por pobladores sin contrato de venta o arrendamiento, no darán al comprador derecho alguno sobre la tierra, ni preferencia para obtener su adjudicación, que quedará librada al criterio de la citada Dirección General, la que incluso podrá aconsejar su desalojo …."*;

Que según surge de las constancias de las actuaciones, se remitieron radiogramas al efecto de notificar la mencionada norma, sin resultados positivos. Luego se presenta nuevamente la Empresa Tierra de Fuegos S.A., quienes continúan presentándose sin acreditar la representación de quien invoca ser Presidente, adjuntado el proyecto Productivo y Residencial denominado Cerrito de la Costa;

Que del análisis de las actuaciones surge que la disposición emitida, cumplió y cumple con todos los requisitos enumerados por los Artículos 39 a 47 de la Ley 1284, en cuanto a las formas previas a la emisión del acto, es decir, se encuentra debidamente motivada. Existe dictamen jurídico previo, como de igual forma razones de hecho y de derecho que fundan el mismo, razón por la cual mal se puede declarar la inexistencia de la misma. Un acto es inexistente cuando le falta un elemento esencial para su formación por lo que no se debe concebir el acto en ausencia de estos elementos, cuestión esta que se encuentra acreditada en las actuaciones;

Que prosiguiéndose con el análisis de la presentación realizada en lo que respecta la eficacia que tiene dicho, toda vez que conforme surge de las constancia de autos, el mismo no se encuentra notificado por los distintos medios previstos en la Ley, razón por la cual se debe coincidir, en que el mismo no ha resultado eficaz, pese a su regularidad. En virtud de lo cual tal cuestión entiende debe ser salvada, para dar eficacia a la norma;

Que en tal sentido, el Artículo 65 expresa: *"En caso de duda acerca de la importancia y calificación del vicio que afecta al acto administrativo debe estarse a la consecuencia más favorable a la validez del mismo o a la menor gravedad del vicio"*. En por ello que se sugiere cumplir con la notificación al Sr. Ávila, ratificando la norma emitida, la cual oportunamente se intentó notificar con resultado negativo, en virtud de lo cual no estaríamos frente a un vicio muy grave conforme lo establecido el Artículo 66 Inc. i, por el contrario nos encontramos frente a un vicio leve (Art. 68 "Vicios leves". El acto administrativo adolece de vicio leve cuando: j) Su notificación sea incompleta, parcial o deficiente);

Que resulta necesario proceder a la notificación del acto jurídico, conforme lo previsto por el Artículo

75 de la Ley de rito: "Puede realizarse la enmienda mediante alguno de los siguientes procedimiento: c) Saneamiento: En los demás casos, suprimiendo las causas que vician el acto mediante el pleno cumplimiento de todos los requisitos exigidos por el ordenamiento jurídico, por el mismo órgano que lo dictó o sus superiores. Razón por la cual se proceder a su notificación, por cualquiera de los medios previstos por Ley;

Que del informe producido por la Dirección de Registros de la Dirección Provincial de Tierras, la persona jurídica Tierras de Fuegos S.A., no se encuentra registrada como ocupante de tierras fiscales. Interviniendo además la Dirección General de Desarrollo Urbano, dado el tipo de emprendimiento informado, expresando que nunca presento allí documentación alguna, conforme lo normado por la Ley 2818 y su Decreto Reglamentario 193/15. Surgiendo además que el reclamante carece de legitimación, en nuestra Ley de Procedimiento Administrativo 1284 se establece lo siguiente: Artículo 176: *"Legitimación. Las impugnaciones administrativas podrán ser deducidas por quienes aleguen un derecho subjetivo público, con los alcances previstos en el Artículo 114, fundándolas en razones de legitimidad u oportunidad". "Artículo 114: Derechos subjetivos públicos. Las situaciones jurídicas subjetivas que titularizan los administrados se denominan derechos subjetivos públicos. Entiéndese por derecho subjetivo público la facultad de exigir para resguardo propio o de la legalidad misma, prestaciones o abstenciones administrativas debidas a los administrados en situación de exclusividad, concurrencia o generalidad"*;

Que la persona que se presenta a reclamar (en el caso que nos ocupa) no es la persona especialmente habilitada para asumir tal calidad respecto a la materia concreta sobre la que versa el procedimiento, por no ser titulares de la relación jurídica sustancial en que se funda la pretensión. En resumen, la carencia de legitimación sustancial se configura cuando alguna de las partes no reviste la condición de persona autorizada por la Ley para discutir el objeto de las actuaciones;

Que del informe de inspección, el cual da cuenta de la existencia de cartelería que se observa desde la Ruta Provincial 51 en el supuesto ingreso al lote, correspondiendo dejar sentado aquí que no sería el lote que se caducó al Sr. Ávila, toda vez que se trata de un lote distinto sobre el cual se solicitó la transferencia. Se constata que se ofrece en venta lotes residenciales a un valor de USD15.000, comercializados por Cerritos de la Costa e Inmoclick (Patricia Cabrera Negocios Inmobiliarios), sin contar con autorización alguna para la venta de lotes de propiedad fiscal, es decir actos contrarios a la Ley;

Por ello y en uso de sus atribuciones;

EL SECRETARIO DE DE DESARROLLO TERRITORIAL Y AMBIENTE
RESUELVE:

Artículo 1º: Ratifícase lo dispuesto en la Disposición Nº 302/2013 de la entonces Subsecretaría de Tierras, en todos y cada uno de sus términos.

Artículo 2º: Recházase la presentación efectuada por el Cr. Tropeano Francisco y/o Tierras de Fuegos S.A., de acuerdo a lo expuesto en los Considerandos de la presente norma.

Artículo 3º: Intímase a cesar la comercialización de lotes fiscales y a retirar en forma inmediata la cartelería expuesta sobre la Ruta Provincial Nº 51 y/o cualquier otra publicación de venta inherente a las mismas.

Artículo 4º: Notifíquese la presente norma a través de la Dirección Provincial de Tierras, al Sr. Ávila Norberto Rubén (DNI Nº 7.343.495), al domicilio constituido en calle Santa Fe 926 - Monoblock 3 - Primer Piso - Departamento 2 de esta ciudad, y al Sr. Tropeano Francisco y/o Tierras de Fuegos S.A. y/o Cerrito de la Costa.

Artículo 5º: Comuníquese, agréguese a sus antecedentes y Archívese.

CORREO ARGENTINO - Cuenta Nº 0000012930F0050 | Dirección Nacional del Derecho del Autor Nº 50422130
Tipeado, Compaginado, Armado e Impreso en la Dirección General del Boletín Oficial y Archivo.