

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE BUENOS AIRES – ITBA

ESCUELA DE POSTGRADO



**GESTIÓN AMBIENTAL DE LOS RECURSOS HÍDRICOS EN  
YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES DE LA  
PROVINCIA DE NEUQUÉN: MARCO LEGAL APLICABLE Y  
ASPECTOS E IMPACTOS AMBIENTALES ASOCIADOS**

**AUTOR: Geól. María Fernanda Décima (Leg. N° 10.2171)**

Handwritten signature of María Fernanda Décima in black ink. Below the signature, the text 'M. Fernández Décima' and the number '29.430.289' are printed.

Handwritten signature of Yamila Gatto in black ink. Below the signature, the text 'Yamila Gatto' and the number 'DNI: 29.038.36' are printed.

**DIRECTOR: Lic. Cs. Geol. Yamila Gatto**

**TESIS PRESENTADA PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE MAGÍSTER EN GESTIÓN AMBIENTAL**

**BUENOS AIRES**

**SEGUNDO CUATRIMESTRE, 2020**

## Agradecimientos

A mi tutora y colega, Lic. en Cs. Geológicas Yamila Gatto, por enriquecer el trabajo a partir de sus experiencias en el ámbito ambiental dentro de la industria petrolera, por su permanente acompañamiento y motivación.

A mis pequeños niños, Catalina y Mateo, que supieron donar su tiempo de juego para que su madre pudiera concluir una etapa iniciada mucho antes que ellos llegaran a su vida.

Un agradecimiento especial a mi esposo por brindarme su apoyo y aliento constante, no dejándome anteponer ningún tipo de excusa para alcanzar el objetivo.

## Índice

Agradecimiento.....	2
Índice de Tablas.....	6
Índice de Figuras.....	7
Listado de abreviaturas.....	9
Resumen.....	10
1. Introducción.....	12
1.1 Planteo de Hipótesis y Objetivos.....	13
2. Estado de Situación.....	14
2.1 Ciclo del Agua en la Fracturación Hidráulica.....	17
2.1.1 Adquisición de Agua.....	17
2.1.2 Mezcla Química.....	18
2.1.3 Inyección al pozo.....	20
2.1.4 Manejo del agua producida.....	24
2.1.5 Disposición y Re-uso de los efluentes líquidos.....	26
2.2 Posicionamiento mundial en relación a la fracturación hidráulica.....	27
2.3 Marco normativo Argentino.....	29
2.3.1 Evolución del marco regulatorio de la actividad hidrocarburífera Argentina.....	29

2.3.2	Marco legal ambiental argentino y particular de la actividad hidrocarburífera en la Provincia de Neuquén.....	31
3.	Materiales y Métodos.....	35
3.1	Metodología.....	35
4.	Resultados y discusión.....	36
4.1	Matriz de Aspectos e Impactos Ambientales.....	37
4.1.1	Adquisición de Agua.....	43
4.1.1.1	Prácticas Recomendadas.....	45
4.1.2	Disposición y re-uso de los efluentes líquidos.....	48
4.1.2.1	Práctica Recomendadas.....	50
4.2	Desarrollo Hidrocarburífero No Convencional en la Provincia de Neuquén.....	51
4.3	Gestión del agua en la Provincia de Neuquén en el marco de desarrollo de Yacimientos No Convencionales.....	54
4.3.1	Datos sobre la demanda de agua y destino final de efluentes en los Yacimientos No Convencionales de Neuquén.....	55
5.	Conclusiones.....	69
5.1	Conclusiones sobre la adquisición de agua para fracturación hidráulica.....	70
5.2	Conclusiones sobre la disposición final y re-uso de los efluentes líquidos generados por fracturación hidráulica.....	71
5.3	Comentarios finales.....	71

6. Referencias bibliográficas.....	73
7. Anexos.....	80
7.1 Anexo A: Glosario.....	80
7.2 Anexo B: Presentación elaborada para la defensa de la tesis.....	82

## Índice de Tablas

<b>Tabla 1.</b> Matriz de Aspectos e Impactos Ambientales del recurso hídrico asociado al desarrollo de pozos no convencionales.....	38
<b>Tabla 2.</b> Datos de las principales cuencas de la provincia de Neuquén.....	57
<b>Tabla 3.</b> Gestión de agua en las perforaciones no convencionales de la provincia de Neuquén del año 2013.....	61
<b>Tabla 4.</b> Gestión de agua en las perforaciones no convencionales de la provincia de Neuquén del año 2014.....	62
<b>Tabla 5.</b> Gestión de agua en las perforaciones no convencionales de la provincia de Neuquén del año 2015.....	63
<b>Tabla 6.</b> Gestión de agua en las perforaciones no convencionales de la provincia de Neuquén del año 2018.....	64

## Índice de Figuras

<b>Figura 1.</b> Esquema de desarrollo de fracturación hidráulica.....	15
<b>Figura 2.</b> Ilustración de las cinco etapas definidas para el Ciclo del Agua en la fracturación hidráulica.....	16
<b>Figura 3.</b> Potenciales vías de migración de fluidos de fractura durante la inyección al pozo....	22
<b>Figura 4.</b> Ilustración de la evolución del fluido de retorno hacia agua de producción o formación, mediante el empleo de la concentración de cloruros como indicador.....	25
<b>Figura 5.</b> Cantidad de pozos perforados convencionales y no convencionales.....	52
<b>Figura 6.</b> Cantidad de petróleo producido a partir de yacimientos no convencionales en cuenca neuquina.....	53
<b>Figura 7.</b> Cantidad de gas producido a partir de yacimientos no convencionales en cuenca neuquina.....	53
<b>Figura 8.</b> Hidrografía de la Provincia de Neuquén.....	56
<b>Figura 9.</b> Oferta y demanda de agua en cada una de las tres principales cuencas de la provincia de Neuquén.....	58
<b>Figura 10.</b> Evolución en el tiempo de la cantidad de pozos no convencionales y sus respectivas cantidades de etapas de fracturación hidráulica.....	65
<b>Figura 11.</b> Evolución en el tiempo de cantidad etapas de fracturación, volumen de total de agua para fracturación hidráulica (FH) y volumen de agua retorno o <i>flowback</i> .....	66
<b>Figura 12.</b> Evolución en el tiempo de la cantidad de etapas de fracturación ejecutadas por cada pozo y el volumen de agua empleado en cada etapa de fracturación hidráulica.....	67

**Figura 13.** Porcentaje de agua retenida en formación target y porcentaje de agua de retorno o *flowback* en relación al volumen total de agua inyectada para fracturación hidráulica.....67

**Figura 14.** Destino final del agua de retorno o *flowback*.....68

## Listado de abreviaturas

**NC:** No Convencionales

**EAB:** Estudio Ambiental de Base

**EIA:** Evaluación de Impacto Ambiental

**FH:** fracturación hidráulica

**HAP's:** Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos

**Hm<sup>3</sup>/año:** hectómetros cúbicos por año

**Mm<sup>3</sup>:** millones de metros cúbicos

**ppm:** partes por millón

**S/D:** sin datos

**TDS:** Total Dissolved Solids

**U.S. EPA:** United States Environmental Protection Agency

## Resumen

El avance tecnológico sobre los pozos direccionales y la aplicación de metodologías como la fracturación hidráulica o *fracking* hicieron posible el rápido desarrollo de los reservorios No Convencionales, convirtiendo a los países poseedores de este tipo de yacimientos en protagonistas del escenario energético mundial. No obstante, los riesgos ambientales vinculados a su explotación, abrieron el debate global sobre si es conveniente alcanzar el autoabastecimiento energético a costa del agotamiento y/o deterioro de un recurso natural vital como el agua.

En Argentina, la provincia de Neuquén, con más de 100 años de historia en el desarrollo petrolero, se colocó en el año 2010 en el mapa mundial con reservas prometedoras de gas y petróleo de origen No Convencional. Con el fin de acompañar este escenario prometedor, tanto el Estado nacional como provincial adaptaron el marco normativo tanto en materia de hidrocarburos como en materia ambiental, con la implementación de herramientas regulatorias específicas sobre los recursos hídricos.

Con el objetivo de evaluar si la normativa ambiental aplicable en Neuquén es suficiente o no para la protección del recurso hídrico, se elaboró una matriz de aspectos e impactos ambientales enmarcada dentro del ciclo del agua definido para la fracturación hidráulica en pozos No Convencionales. Asimismo se definieron indicadores de cumplimiento legal y performance.

A partir de la información obtenida en la matriz, se concluye que la provincia de Neuquén posee herramientas normativas que dan respuesta a las preocupaciones sociales existentes, sin embargo, la dinámica de la industria hidrocarburífera y los avances en ciencia y tecnología exigen una continua revisión de las normas ambientales aplicables

con el objetivo de velar por un desarrollo sustentable y sostenible de la actividad. Por ello se propone: (i) ampliar y/o detallar los contenidos que debe exponer un Estudio Ambiental de Base para la componente hidrosférica, con el objetivo de adquirir datos más robustos que brinden mayor certidumbre frente a posibles escenarios de contaminación y/o estrés hídrico de un área con desarrollo de No Convencional; (ii) incentivar con reglamentaciones o acciones concretas la reutilización del agua de retorno o *flowback* dentro de la industria hidrocarburífera o en otros proyectos productivos, disminuyendo la inyección a pozos sumidero con la consecuente reducción de los riesgos asociados.

## 1. Introducción

La extracción de hidrocarburos a partir de yacimientos No Convencionales (NC) es posible gracias al avance tecnológico de los pozos direccionales y a la implementación de metodologías tales como la fracturación hidráulica o *fracking* (Gregory et al., 2011). Sin embargo, la gestión y manejo del agua surgen como los mayores desafíos ambientales a enfrentar al momento de implementar la mencionada técnica extractiva.

Los posibles impactos ambientales sobre los recursos hídricos durante el proceso de fracturación hidráulica se pueden enmarcar dentro de todo un ciclo que abarca: (i) la extracción de importantes volúmenes de agua, (ii) la adición de diferentes productos químicos al agua, (iii) la inyección de fluidos en la formación geológica, (iv) la gestión del agua de retorno o *flowback*, y (v) el tratamiento y disposición final de los efluentes líquidos generados. De ello se desprende la necesidad de contar con medidas preventivas, mitigadoras y compensatorias que permitan a las empresas garantizar una gestión de calidad sobre este recurso, siendo responsabilidad del Estado establecer un marco regulatorio acorde como así también ejecutar planes de vigilancia y control que permitan el desarrollo de la actividad de forma sustentable.

En Argentina, en el año 2010, la empresa Repsol-YPF perforó el primer pozo exploratorio de tipo *Shale* en la cuenca neuquina, dando inicio así a la revolución de los NC en nuestro país. Tres años después, un reporte de la Agencia de Información Energética de los Estados Unidos posicionaba a la Argentina como el segundo país del mundo con recursos potenciales de *Shale Gas* y el cuarto país con recursos potenciales de *Shale Oil*, según este informe el país concentraría el 11% y el 8% de las reservas mundiales respectivamente, con la provincia de Neuquén como la mayor poseedora de estos recursos (Blanco et al., 2018).

Con más de 100 años de historia en el desarrollo petrolero, Neuquén enfrenta el desafío de aprovechar la riqueza del subsuelo sin impactar de forma significativa un recurso tan valioso como el agua. Mediante la implementación de diferentes leyes, decretos y normas que regulan la actividad petrolera y con la incorporación de aquellas que cuyo objetivo es el cuidado y la protección del medio ambiente, la provincia apuesta a un futuro de crecimiento a partir de la explotación de los NC.

## 1.1 Planteo de Hipótesis y Objetivos

La hipótesis involucrada en el presente trabajo plantea el interrogante sobre si la legislación existente en la provincia de Neuquén es suficiente o no para la gestión de aspectos e impactos ambientales en materia de recursos hídricos en el ámbito de desarrollo de los yacimientos NC.

Para avanzar sobre la hipótesis planteada, se fijaron los siguientes objetivos:

-Identificar las exigencias enmarcadas en la legislación Nacional y de la provincia de Neuquén cuyo objetivo es la protección del recurso hídrico en el ámbito de los yacimientos NC.

-Analizar los antecedentes en materia de recursos de agua y fracturación hidráulica a nivel mundial: estudios científicos, planes y programas de monitoreo, y exigencias legales.

-Elaborar una matriz de aspectos e impactos ambientales de los recursos hídricos aplicable a NC.

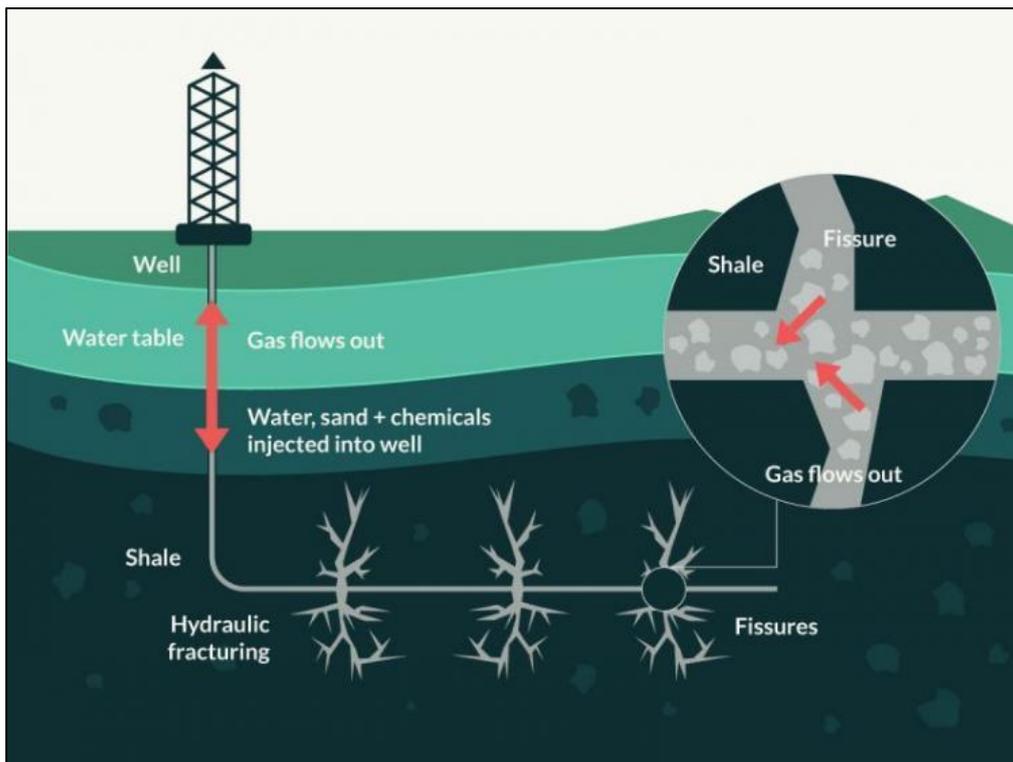
-Evaluar, a partir de la matriz elaborada, el estado de actualización de las normas aplicables, justificando o no la incorporación de nuevas exigencias y límites que garanticen la protección de los recursos hídricos superficiales y subterráneos.

## 2. Estado de Situación

El desarrollo económico de los yacimientos NC se ha visto impulsado por el avance de las perforaciones direccionales y la estimulación mediante la fracturación hidráulica. Esta técnica permitió a los Estados Unidos aumentar un 35% la producción de gas natural desde 2005 y eliminar la necesidad de importaciones, como así también, incrementar un 45% su producción de petróleo y convertirse en el segundo productor del mundo (Porter et al., 2014).

Los yacimientos NC se definen como aquellos recursos, petróleo y/o gas, alojados en rocas o formaciones geológicas de muy baja permeabilidad. Según el reservorio que los aloja reciben diferentes denominaciones: Gas de arenisca compacta (*Tight Gas Sands*), Petróleo en rocas de baja permeabilidad (*Tight Oil*), Gas o petróleo en Pelitas o Lutitas (*Shale Gas o Shale Oil*) (Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG), 2013). La recuperación de volúmenes económicamente rentables de gas o petróleo desde este tipo de rocas requiere de la aplicación de técnicas tales como la fracturación hidráulica o *fracking*, la cual consiste en la introducción de fluidos acuosos dentro del pozo a una velocidad suficiente para elevar la presión por encima de la presión a la que se encuentra la formación geológica que contiene a los hidrocarburos. El estrés inducido crea fisuras y espacios interconectados que aumenta la permeabilidad de la roca y permite que el gas o el petróleo fluyan por el pozo hacia la superficie (Gregory et al., 2011) (Fig.1). Si bien la implementación de esta metodología data de 1940, cuando fuera implementada en

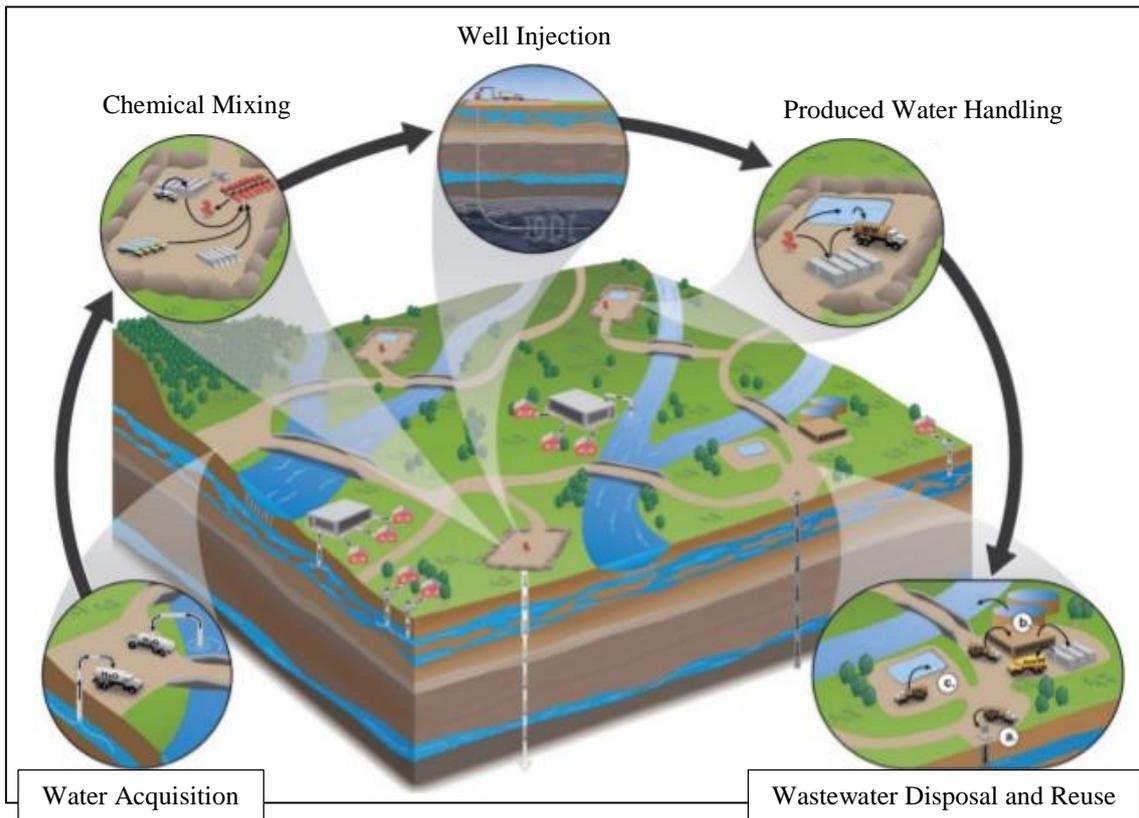
pozos convencionales de hidrocarburos, el desarrollo de yacimientos NC requiere de la introducción de volúmenes de fluido de fractura sustancialmente mayores (Jackson et al., 2013), colocándolos en el centro del debate ambiental en relación a la cantidad de agua empleada, las sustancias químicas inyectadas al subsuelo y la probable contaminación de los recursos hídricos en cualquiera de las etapas del proceso.



**Figura 1.** Esquema de desarrollo de fracturación hidráulica. Extraído de la página web de la Asociación Colombiana del Petróleo. <https://acp.com.co/web2017/es/todo-sobre-el-fracking/830-mitos-y-realidades-del-fracking>

La rápida expansión del *fracking* y el cuestionamiento ambiental en los Estados Unidos, llevó a la Agencia de Protección Ambiental de ese país (U.S. Environmental Protection Agency (U.S. EPA)) en el año 2010 a iniciar un profundo estudio sobre los potenciales impactos en las fuentes de agua potable en aquellas regiones donde se desarrolla la actividad. El reporte final, publicado en diciembre de 2016, define un **Ciclo**

**del Agua para la Fracturación Hidráulica** que permite identificar cinco etapas en las que interviene el recurso y los impactos asociados: 1. adquisición de agua; 2. mezcla química; 3. inyección al pozo; 4. manejo del agua producida; y 5. disposición y re-uso de efluentes líquidos (U.S. Environmental Protection Agency (U.S. EPA), 2016) (Fig.2).



**Figura 2.** Ilustración de las cinco etapas definidas para el Ciclo del Agua en la fracturación hidráulica: adquisición de agua; mezcla química; inyección al pozo; manejo del agua producida; disposición y re-uso de efluentes líquidos. Extraída de U.S. EPA, 2016.

Existen diversos estudios científicos realizados en Estados Unidos que dan cuenta del impacto de la fracturación hidráulica con evidencias concretas de contaminación sobre los recursos hídricos y la mayoría de ellos pueden asociarse con alguna de las cinco etapas definidas por la U.S.EPA en el ciclo del agua.

Es por ello, que resulta relevante la descripción de cada una de estas etapas, vincularlas con la legislación existente a nivel mundial y local, y comprender porque en

algunos países esta técnica se encuentra prohibida o en revisión. Enmarcar los antecedentes existentes dentro de este ciclo del agua ayuda a ordenar y resaltar las principales preocupaciones en relación a los recursos hídricos y la fracturación hidráulica.

## 2.1 Ciclo del Agua para la Fracturación Hidráulica

### 2.1.1 Adquisición de Agua

El fluido de fractura está constituido en un 99% de agua, por lo que la disponibilidad del recurso, ya sea de fuentes superficiales o subterráneas es crítica para el desarrollo de los NC.

Nicot y Scalon (2012) mencionan que existen numerosas publicaciones científicas enfocadas en el impacto ambiental sobre la calidad del agua subterránea o superficial a partir de las operaciones de fracturación hidráulica, pero muy pocas relacionadas a la cantidad de agua empleada.

El volumen de agua demandado por pozo depende de múltiples variables: locación, profundidad del pozo, cantidad de etapas de fracturación, operador, etc. Algunos reportes de consumos de agua para fracturación hidráulica en Estados Unidos muestran valores que varían desde 8.000 a 100.000 m<sup>3</sup> por pozo NC. Por ejemplo, en el año 2012 se desarrollaron alrededor de 20.000 pozos de *Shale Gas*, si se considera un promedio de consumo de agua de 15.000 m<sup>3</sup> por pozo, el volumen total de agua consumida para fracturación hidráulica fue de 300 x10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>. Si bien representa el 1 % de las pérdidas anuales de agua generadas a partir, por ejemplo, de la evaporación de las torres de frío de energía termo-eléctrica en ese país, la adquisición y disponibilidad de agua se torna relevante cuando estamos en áreas geográficamente áridas o con altas

demanda de consumo de agua por parte de la población o demás actividades productivas (Vengosh et al., 2014).

Los cálculos de balance hídrico en varias cuencas evidencian que cerca de la mitad de los pozos de *Shale Gas* en Estados Unidos fueron desarrollados dentro de áreas declaradas como de alta escasez hídrica (Texas y Colorado) (Freyman y Salmon, 2013). Más allá de ello, la extracción de agua también puede verse afectada incluso en zonas húmedas, donde los caudales requeridos para la fracturación hidráulica pueden exceder el flujo natural de los ríos, particularmente durante largos períodos de estiaje (Rahm y Riha, 2012).

Teniendo en cuenta los volúmenes de agua demandados y el contexto hídrico de cada región donde existen yacimientos NC, los estudios hidrológicos e hidrogeológicos de línea de base resultan fundamentales para evaluar la disponibilidad y calidad de los recursos hídricos. También, la legislación aplicable en la materia y los controles ejercidos por el Estado cumplen un rol esencial en la gestión y protección del recurso.

### 2.1.2 Mezcla Química

Al fluido de fractura (99% agua) se lo mezcla con un agente de sostén, generalmente arena fina, y una variedad de aditivos químicos. El fluido en su conjunto mantiene las fracturas abiertas, conservando la porosidad a medida que la presión decrece en la formación por el retorno de los fluidos de fractura y de gas o petróleo a la superficie.

Si bien los aditivos químicos constituyen una ínfima proporción en el fluido de fractura (1%), tienen un gran potencial de afectación sobre la calidad de los recursos hídricos. La elección del aditivo químico, o mezcla de ellos, depende de las características de la formación geológica de que se trate. La U.S. EPA identificó 1.084 sustancias

químicas que fueron reportadas como constituyentes de los fluidos de fractura usadas entre 2005 y 2013 en los Estados Unidos, y entre 4 y 28 de ellas fueron empleadas por pozo entre enero de 2011 y febrero de 2013 sin registrarse el empleo de una única sustancia por pozo (U.S. EPA, 2016).

La principal preocupación en relación a los aditivos químicos está vinculada a los posibles derrames que pueden generarse durante (i) el acopio en la locación, (ii) la preparación del fluido de fractura, (iii) la inyección al pozo o (iv) el retorno a superficie (agua de retorno o *flowback*). Por ejemplo, un análisis de la U.S.EPA realizado sobre nueve operadoras de gas y petróleo y sobre nueve compañías de servicios responsables de fracturación hidráulica en los Estados Unidos, dio cuenta de 151 derrames de fluidos de fractura o aditivos en o cerca a la locación de los pozos en once Estados, entre enero de 2006 y abril de 2012. El 34% de estos derrames fueron causados por fallas en los equipos, el 25% por error humano, mientras que más del 30% de los derrames se produjeron a partir de los tanques contenedores de los fluidos de fractura. El mismo informe da cuenta que 13 de los 151 derrames afectaron cuerpos de agua superficiales (U.S. EPA, 2015m).

Ahora bien, la severidad del impacto sobre la calidad del agua a partir de los fluidos de fractura depende del volumen que alcanza los cuerpos de agua superficial o subterránea, la toxicidad de las sustancias químicas, y las características del cuerpo receptor. Jackson et al. (2013) menciona que si bien dentro de la comunidad hidrogeológica existe el conocimiento para la evaluación de transporte de contaminantes en el agua subterránea (por ejemplo, los hidrocarburos aromáticos), existe muy poca o nula información, pública al menos, sobre la ocurrencia o transporte de muchos de los aditivos químicos empleados hoy en la producción de NC, como por ejemplo glicol,

amina y complejos metálicos usados como inhibidores de corrosión, o sobre los metabolitos y degradantes que pueden formarse a partir de estas sustancias. Los mismos autores cuestionan que la biodegradabilidad asumida para varios de los aditivos químicos se encuentra enmarcada en estudios de laboratorio bajo condiciones que no son necesariamente replicables en el ambiente subterráneo (Jackson et al., 2013).

Resultan fundamentales, entonces, todas aquellas medidas preventivas que puedan aplicarse para evitar los derrames, como así también contar con planes de emergencia y mitigación en caso de fallas en equipos, pérdidas o errores humanos que puedan generar los derrames.

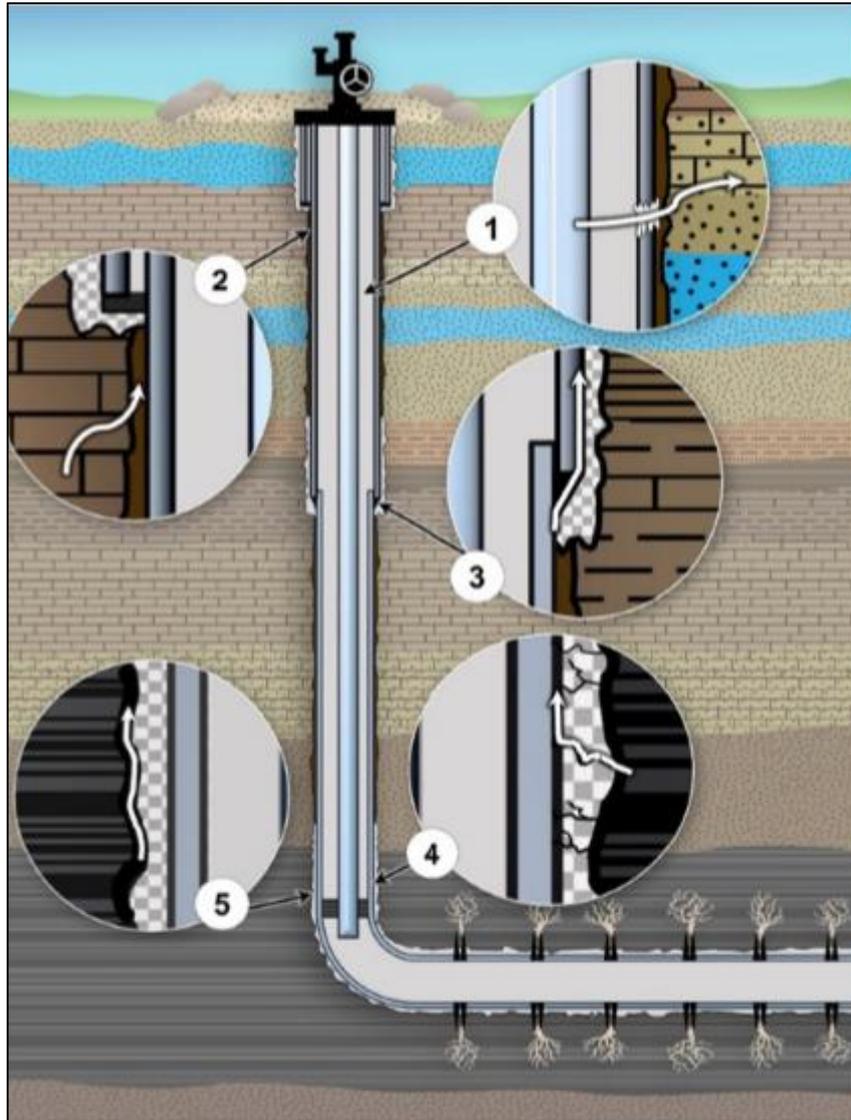
### 2.1.3 Inyección al Pozo

El informe de la U.S. EPA (2016) caracteriza esta parte del ciclo del agua por estar vinculada a la inyección y movimiento de los fluidos de fractura en el pozo de producción de gas y/o petróleo y en la formación rocosa que resulta objetivo. Consecuentemente, la integridad mecánica del pozo y la distancia de separación vertical existente entre la roca objetivo y el o los acuíferos ubicados sobre dicha formación geológica, son dos aspectos sumamente relevantes para evitar impactar negativamente sobre el recurso hídrico.

El diseño y construcción de un pozo de producción de gas y petróleo resulta apto para el transporte de fluidos hasta y desde la roca objetivo, es por ello que suelen existir múltiples capas de entubado y cemento que mantienen la integridad de la perforación y el aislamiento de niveles no productivos, como por ejemplo, acuíferos de agua dulce. Durante la operación de fracturación hidráulica, el pozo es sometido a fuertes presiones para inyectar los fluidos de fractura, variando éstas desde menos de 2.000 psi hasta 12.000 psi; otra de las condiciones que cambia fuertemente es la temperatura. Por ejemplo, se ha

podido medir que algunas tuberías de pozo que están a 100°C descienden su temperatura a 18°C una vez inyectado el fluido de fractura. Consecuentemente, el entubado, el cementado y otras características constructivas del pozo deben ser aptas para soportar estos cambios de presión y temperatura, sin que se produzcan pérdidas del fluido o fugas de gas o/y petróleo por defectos de la perforación (U.S EPA, 2015n).

Fallas en la integridad mecánicas de pozos de producción de gas a partir de fracturación hidráulica (Fig.3), como por ejemplo, una inadecuada cementación del espacio anular (Dusseault et al., 2000), pueden crear condiciones adecuadas para que el gas presurizado, y posiblemente los fluidos de fractura y fluidos de formación, escapen desde la zona productiva hacia acuíferos someros.



**Figura 3.** Potenciales vías de migración de fluidos de fractura durante la inyección al pozo: (1) pérdidas desde la camisa y el tubo del pozo hacia una formación permeable; (2) migración a lo largo del espacio anular no cementado; (3) migración a lo largo de pequeños espacios entre la camisa del pozo y el cemento; (4) migración a través de una cementación pobre; (5) migración a lo largo de pequeños espacios entre la cementación y la formación geológica. Extraído de U.S. EPA, 2016.

En Ohio, Estados Unidos, un panel de expertos reportó al Departamento de Recursos Naturales, que numerosos pozos de agua dulce ubicados en un acuífero de la zona fueron contaminados con gas natural, concluyendo que los motivos de dicha contaminación se debieron en primera instancia a una inadecuada cementación que aislara

de forma segura la formación productiva de gas y el acuífero y, en segundo término, que las presiones de fracturación hidráulica rompieron el cemento lo que permitió que el gas migrará a través del espacio anular hacia el acuífero superior (Bair et al., 2010).

Otra vía de migración de los fluidos hacia los acuíferos es la red de fracturas que se generan durante la operación de *fracking*. La información existente con respecto a la localización y distancia relativa de esta red de fracturas inducidas con respecto a los acuíferos generalmente no se encuentra disponible, principalmente, porque la profundidad del piso de la formación acuífera, en algunos casos, no se conoce con certeza y porque las fracturas generadas no se mapean (U.S EPA, 2016).

Basados en modelos computacionales, Birdsell et al. (2015) arribaron a dos conclusiones: (i) es poco probable que los fluidos de fractura puedan alcanzar un acuífero superior si la distancia vertical entre la formación productiva de gas o petróleo que resulta estimulada por fracturación y el recurso de agua suprayacente es grande y (ii) si no existen pozos con fuga. Al mencionar la distancia vertical, Jackson et al. (2013) aseguran que no existen evidencias de que las fracturas inducidas puedan propagarse hacia acuíferos someros cuando las operaciones de *fracking* ocurren a profundidades superiores a 1km. De igual manera, y mediante la evaluación de datos de micro-sísmica, Flewelling et al. (2013) observaron que la deformación y las fracturas inducidas se extienden típicamente menos de 600 m por encima de los pozos perforados, lo que sugiere que la propagación de las mismas es insuficiente para alcanzar acuíferos de agua dulce en la mayoría de los casos.

Si bien los principales riesgos de migración de fluidos de fractura como del gas y/o petróleo alojado en la formación productora, están vinculados a la integridad de los

pozos, poco se conoce sobre el posible desplazamiento de ellos a través de fracturas naturales o sistemas de fallas regionales, que conecten la formación hidráulicamente estimulada con los acuíferos someros (Jackson et al., 2013).

Cabe mencionar, como otra vía de migración, sobre todo en las áreas de antigua data de actividad petrolera, los pozos mal sellados o abandonados, los cuales representan un potencial riesgo de contaminación para los acuíferos.

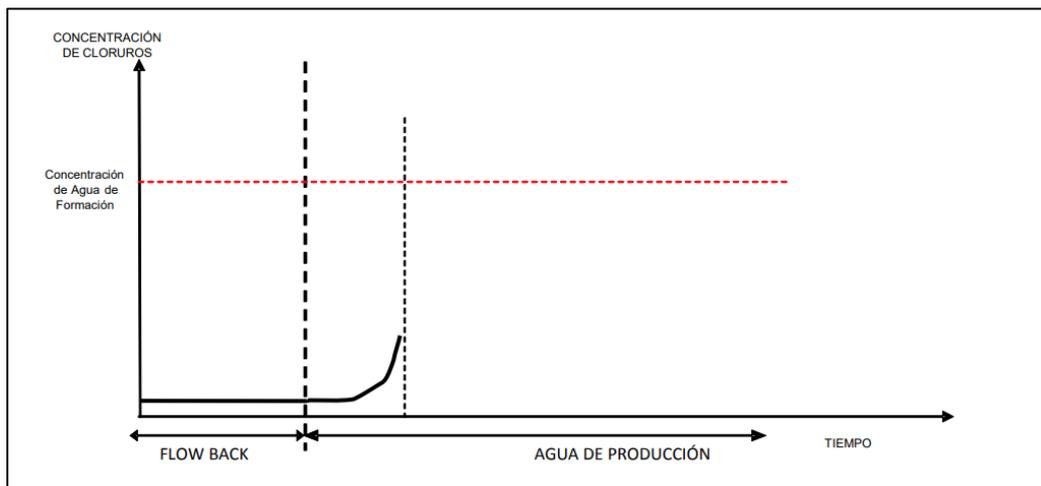
#### 2.1.4 Manejo del agua producida

Involucra la recolección y manejo en el sitio de los fluidos que retornan a la superficie luego de generada la fracturación hidráulica y el transporte de los mismos para su disposición final o re-uso.

Luego de la estimulación mediante fracturación hidráulica, la presión aplicada a la formación productora de gas o petróleo se libera, y los fluidos comienzan a moverse en dirección inversa, es decir, hacia la superficie. Inmediatamente luego de fracturar, lo primero que retorna es el fluido de fractura, también llamado *flowback*, que está constituido por el agua inyectada más el retorno de tapones rotados, cemento, agente de sostén y fluido de fractura degradado (IAPG, 2013). A medida que el tiempo avanza, el agua que llega a la superficie ya durante la producción de gas o petróleo es similar al agua que se halla naturalmente contenida en la formación estimulada, denominándose agua de producción o agua de formación, cuya presencia permanece durante toda la vida útil del pozo.

Es importante destacar que no existe una definición clara de cuando el fluido de retorno o *flowback* pasa a denominarse agua de producción ya que las mismas coexisten como una mezcla. Un posible criterio de diferenciación podría ser la utilización de la

concentración de cloruros como indicador en la evolución del fluido de retorno hacia el agua de producción (IAPG, 2013). La figura 4 ilustra el método mencionado: la primera fracción del fluido que retorna presenta las características del fluido inyectado para la estimulación mezclado con agua de formación, tendiendo luego a presentar las características del agua de formación natural del pozo que se está fracturando.



**Figura 4.** Ilustración de la evolución del fluido de retorno hacia agua de producción o formación, mediante el empleo de la concentración de cloruros como indicador. Extraída de IAPG, 2013.

La U.S.EPA, engloba bajo la denominación de agua producida a cualquier agua, incluida el agua de retorno o *flowback*, que regresa a la superficie como sub-producto de un pozo de producción de gas y/o petróleo (U.S EPA, 2016).

Considerando este último concepto, pueden mencionarse algunos de los constituyentes del agua producida, entre ellos: **sales**, principalmente cloruros, sulfatos, bromuros, sodio, magnesio y calcio; **metales**, incluidos bario, manganeso, hierro y estroncio; **componentes orgánicos naturales**, como benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos (BTEX) y aceites y grasas; **materiales radiactivos** y los **agentes químicos del fluido de fractura y sus transformaciones**.

El volumen de agua producida que retorna a superficie depende de cada pozo, de la formación geológica objetivo y del tiempo posterior a la estimulación por fracturación hidráulica. En promedio, entre el 10-40% del volumen de fluido de fractura inyectado retorna a superficie luego de la estimulación hidráulica, a un caudal que disminuye con el tiempo (2-8 m<sup>3</sup>/día) durante la etapa de producción del pozo (Gregory et al., 2011). Estos volúmenes de agua producida son contenidos en tanques o excavaciones impermeabilizadas (*pits*) en el mismo sitio o locación, para luego ser inyectados en pozos sumideros o tratados y reutilizados o transportados fuera de la locación para su tratamiento y disposición final. Consecuentemente, el derrame de agua producida es la principal preocupación ambiental asociada a esta etapa, identificándose el error humano y las fallas y pérdidas en equipos como las causas primarias que pueden ocasionar la contaminación del agua superficial o subterránea.

### 2.1.5 Disposición y re-uso de los efluentes líquidos

Esta es la última etapa del ciclo del agua en la fracturación hidráulica e involucra a los efluentes líquidos generados por la actividad de estimulación. El efluente líquido es el agua producida y es gestionado de tres diferentes maneras: (i) inyectado en pozos sumideros, (ii) re-usado en una nueva operación de fracturación hidráulica, o (iii) dispuesto en superficie para ser tratado y adecuado para su disposición final. La implementación de alguna de las prácticas mencionadas está impactada directamente por el costo y por otras variables de relevancia como ser: las exigencias impuestas por las regulaciones locales; la calidad, volumen y caudal del agua producida; la disponibilidad de métodos de tratamiento, etc. (U.S. EPA, 2016).

Veil (2015) estimó que el 93% del agua producida proveniente de la industria de gas y petróleo, incluyendo operaciones convencionales y no convencionales, fue inyectada en pozos sumideros en los Estados Unidos durante el año 2012, y a pesar de ser ésta la práctica más frecuente, en algunos Estados de dicho país es cuestionada por estar vinculada a la generación de sismos inducidos.

La reutilización de los efluentes líquidos provenientes de la fracturación hidráulica para generar nuevas etapas de fracturas es otra de las prácticas más difundidas, sin embargo, el porcentaje no supera el 20% en la mayoría de las áreas operativas de los Estados Unidos (U.S EPA, 2016).

La afectación a los recursos de agua en esta etapa está vinculada principalmente al tratamiento y disposición en superficie de los efluentes líquidos. Por ejemplo, en la región de Marcellus Shale, en Pennsylvania, la planta de tratamiento de efluentes líquidos fue incapaz de remover de forma eficaz los altos niveles de salinidad, metales tóxicos, elementos radiactivos y constituyentes orgánicos tales como benceno y tolueno, los que finalmente fueron descargados en la cuenca del río Monongahela (Warner et al., 2013).

## 2.2 Posicionamiento mundial en relación a la fracturación hidráulica

Si bien el gobierno federal en los Estados Unidos cuenta con una serie de leyes con implicancias en materia ambiental e hídrica (Ley de Agua Limpia, Ley de Política Ambiental, Ley de agua segura, etc.), los Estados o incluso autoridades regionales y locales, regulan el desarrollo de los yacimientos NC y sus impactos sobre los recursos de agua de diferentes formas (Ground Water Protection Council (GWPC), 2009). Por ejemplo, en el año 2012, la Asamblea Legislativa del Estado de Vermont, aprobó una ley de prohibición del *fracking* en lugar de optar por una moratoria de tres años, la cual

representaba una alternativa más flexible. Otro es el caso del Estado de Nueva York, que prohibió la técnica a través de un proceso administrativo extenso que duró casi cinco años. La prohibición surgió a partir de la presión de un movimiento popular *antifracking* a nivel estatal, respaldado por los antecedentes de más de cien prohibiciones o moratorias impuestas en distintos municipios (Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente (AIDA), 2019).

El Estado de Maryland pasó por diferentes etapas, desde la promulgación de una serie de períodos de moratoria al *fracking* que fueron atravesados por momentos de certidumbre con la posibilidad de que pudiera emplearse bajo estrictas regulaciones, hasta finalmente arribar al año 2017 con la decisión de prohibir definitivamente la técnica a partir del convencimiento de que el *fracking* es una práctica inherentemente riesgosa y que no existen “buenas prácticas de la industria” que puedan prevenir o mitigar el daño irreversible que puede causar (AIDA, 2019).

Existen otros condados y municipios en Estados Unidos donde también se encuentra prohibida la práctica, como por ejemplo, el Condado de Monterey en California, cuarto mayor productor de petróleo en ese Estado; el Municipio de Pittsburg en Pensilvania, donde se ubica el yacimiento Marcellus Shale, uno de los más importantes del país. También las comunidades indígenas reconocidas federalmente en Dakota del Norte y Carolina del Norte, generaron leyes que prohibieron el *fracking* (AIDA, 2019).

Ahora bien, la posición de la Unión Europea con respecto a los recursos de agua y los NC es bastante dispar entre los Estados Miembro. En algunos países como Francia, pionera en sentar su posición en la materia y a pesar de contar con las mayores reservas recuperables en Europa (U.S. Energy Information Administration, 2013), en el año 2011,

debido a la fuerte oposición pública, el gobierno promulgó la Ley 2011-835 que directamente prohíbe la práctica de la fracturación hidráulica (Journal Officiel de la République Française, 2011). Otros países que prohibieron el *fracking* fueron Bulgaria, Italia, Alemania, España y Suiza.

El Reino Unido enfrenta una situación particular frente al *fracking*. El gobierno central comparte varias responsabilidades y competencias con los otros gobiernos bajo el principio de descentralización (Cairney et al., 2015). Su postura frente a la técnica ha sido a favor de la misma, sin embargo se ha enfrentado con obstáculos, contingencias y resistencias de organizaciones civiles. En junio de 2011, las licencias para *fracking* fueron temporalmente suspendidas en el Reino Unido por casi un año luego que se sucedieran dos terremotos en un pueblo inglés donde se estaba practicando fracturación hidráulica. En diciembre de 2012, el gobierno de Reino Unido anunció que las operaciones de exploración por *fracking* podían reiniciarse pero bajo estrictas regulaciones con el fin de mitigar riesgos sísmicos (Devay, 2012). Sin embargo, los gobiernos de Irlanda del Norte, Escocia y Gales han avanzado con su prohibición.

## 2.3 Marco Normativo Argentino

### 2.3.1 Evolución del marco regulatorio de la actividad hidrocarburífera en la Argentina

A continuación se detallan algunos de los hitos en la historia Argentina que dieron forma al actual contexto regulatorio en relación al petróleo y los yacimientos NC, como así también se destaca el rol de la provincia de Neuquén en la regulación de la actividad y su adaptación para dar lugar al desarrollo de la cuenca como NC.

- En 1907, se produce el primer descubrimiento de hidrocarburo en la zona de Comodoro Rivadavia, provincia del Chubut, a cargo del ingeniero Julio Krause, jefe en aquel entonces de la Dirección Nacional de Hidrología y Perforaciones. Si bien el acontecimiento quedó registrado como algo fortuito debido a que el objetivo primario era el hallazgo de agua para abastecer a la población de la zona, resultó fundamental para la estrategia energética nacional, ya que hasta ese momento Argentina dependía 100% del carbón proveniente de Gran Bretaña. Es así que el presidente José Figueroa Alcorta decreta al día siguiente del descubrimiento, una zona de reserva a favor del Estado de alrededor de 110.000 hectáreas, restringiendo así los pedidos de cateo de los privados (Blanco et al., 2018).
- En 1922, se crea por decreto nacional, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado – YPF S.E -, siendo la primera empresa de su tipo en América Latina. El coronel Enrique Mosconi fue designado como director y resultaría el protagonista del desarrollo de la empresa durante los siguientes diez años.
- En 1949, durante el gobierno de Juan D. Perón, se produce la reforma de la Constitución, estableciendo que los *hidrocarburos líquidos, sólidos y gaseosos pertenecían al dominio imprescriptible e inalienable de la Nación*, pasando así de ser bienes del dominio privado provincial o nacional según su localización, a ser bienes del dominio público federal.
- En 1967, se sanciona la Ley Nacional N° 17.319, conocida como “Ley Madre” de los hidrocarburos por su contenido y vigencia, la cual ratificaba en su artículo primero, la pertenencia del recurso al dominio del Estado Nacional.

- En 1994, con la reforma de la Constitución, los recursos naturales pasaban a ser dominio de las provincias, sin embargo, la jurisdicción sobre estos bienes seguirían siendo regida por el Congreso Nacional.
- En 2006, es sancionada la Ley Nacional N° 26.197, que otorgaba finalmente a las provincias tanto el dominio como la administración de los hidrocarburos, estando facultadas para ejercer las actividades de control y fiscalización de los permisos y concesiones; exigir el cumplimiento de las obligaciones en materia de inversiones, exploración y explotación racional de los recursos; como así también extender los plazos legales y/o contractuales.
- En 2014, con el avance vertiginoso de los *Shale Gas* en Estados Unidos, sumado al potencial conocido de la Cuenca Neuquina sobre este tipo de recursos y sobre todo con el anhelo del autoabastecimiento energético, resultaba imperioso adaptar el marco regulatorio vigente en la Argentina, es así que se sanciona la Ley Nacional N° 27.007 modificando la Ley Nacional N°17.319 e introduciendo el concepto de explotación NC, y limitando la concesión de explotación a 35 años (Blanco et al., 2018).

### 2.3.2 Marco legal ambiental de Argentina y particular de la actividad hidrocarburífera en la Provincia de Neuquén

Ahora bien, en materia medio ambiental, desde la década de 1960, debido al creciente reconocimiento del estado de degradación ambiental a escala mundial (Carson, 1962), se ha impulsado el proceso de cambio en el pensamiento global y las formas de interacción de la sociedad y la naturaleza. Países como Estados Unidos, Canadá y Australia fueron pioneros en la implementación de normativas vinculadas al cuidado del medio ambiente a través del procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA).

En la Argentina, la Constitución Nacional, principalmente en sus artículos 1, 41, 121, 122, 123 y 124, sienta las bases para el dictado y la aplicación de las leyes ambientales. En este marco, en la reforma del año 1994, el artículo 41 incorporó el concepto de desarrollo sostenible y presupuestos mínimos y atribuyó a la Nación el dictado de las leyes de presupuestos mínimos de protección del ambiente y a las jurisdicciones locales (provincias y Ciudad Autónoma de Buenos Aires), el dictado de las normas complementarias en la materia.

En noviembre del año 2002 fue sancionada Ley Nacional N° 25.675 "Ley General del Ambiente" la cual establece en su Artículo N°1 *"los presupuestos mínimos para el logro de una gestión sustentable y adecuada del ambiente, la preservación y protección de la diversidad biológica y la implementación del desarrollo sustentable"*. Además, en su Artículo N°11 define la obligatoriedad de la realización de la evaluación de impacto ambiental (EIA): *"Toda obra o actividad que, en el territorio de la Nación, sea susceptible de degradar el ambiente, alguno de sus componentes, o afectar la calidad de vida de la población, en forma significativa, estará sujeta a un procedimiento de evaluación de impacto ambiental, previo a su ejecución"*. Finalmente, en su Artículo N° 13 establece que *"los estudios de impacto ambiental deberán contener, como mínimo, una descripción detallada del proyecto de la obra o actividad a realizar, la identificación de las consecuencias sobre el ambiente, y las acciones destinadas a mitigar los efectos negativos"*.

Dada la forma de gobierno republicana, representativa y federal, cada provincia como así también municipio, posee la autonomía para legislar y normar de manera independiente en materia ambiental, no pudiendo exigir menos que lo que dictamina una ley nacional.

Es así, que actualmente todas las provincias argentinas tienen regulada la EIA, en algunas de ellas a través de leyes específicas de EIA y en otras a través de una Ley General del Ambiente.

Este último es el caso de la provincia de Neuquén, que en el año 1990, sanciona la Ley provincial N° 1.875 de preservación, conservación, defensa y mejoramiento del medio ambiente cuyo decreto reglamentario N° 2.656 del año 1999, introduce en el Anexo II el procedimiento de EIA, en el Anexo III detalla los contenidos mínimos de los Estudios de Impacto Ambiental y en su anexo VII lista las Normas que regulan la protección ambiental durante las operaciones específicas de exploración y explotación de hidrocarburos.

En el año 2008, se sanciona una ley complementaria a la Ley N°1.875, la Ley provincial N° 2.600 de Resguardo y Protección Ambiental en el Ámbito de la Actividad Hidrocarburífera, que mediante su Decreto Reglamentario N°1.905/09 establece la necesidad por parte de las empresas que operan en la provincia de Neuquén de obtener un Certificado de Aptitud Ambiental y crea el Registro de Control Ambiental de la Actividad Hidrocarburífera en el ámbito de la Subsecretaría de Medio Ambiente. Luego mediante la Disposición N°112/11, Neuquén estableció los Términos de referencia para la Elaboración de los Estudios Ambientales de Base (EAB), requisito necesario para la obtención del Certificado de Aptitud Ambiental. Entre los componentes que deben integrar el EAB, está el **hidrosférico** que debe presentarse como un documento (cuerpo) separado del resto de los componentes, generando un análisis detallado de los recursos de agua superficial y subterráneos del área afectada por la actividad, para que también sea evaluado y aprobado por la autoridad de aplicación en materia de recursos hídricos de la provincia.

Hacia el año 2012, el prometedor futuro de los NC de la cuenca neuquina generó a nivel provincial la necesidad de adecuar la reglamentación ambiental para compatibilizar las nuevas tecnologías y las modalidades de gestión implementadas en este tipo de reservorios, por lo cual, el Decreto N° 1.483 estableció las Normas y Procedimientos para la exploración y explotación de Reservorios No Convencionales.

Dado que el presente trabajo versa específicamente sobre los recursos hídricos, es relevante mencionar todo aquello que se refiere al régimen jurídico de las aguas en la Argentina y específicamente en la provincia de Neuquén. Los recursos hídricos son bienes del dominio público de las provincias y corresponden a ellas su administración y gestión, la cual se enmarca dentro de un Código de Aguas o una Ley de Aguas según corresponda. Neuquén posee la Ley Provincial N°899 y su decreto reglamentario 790/99 y un anexo específico dentro de la Ley Ambiental, el ya mencionado Decreto N°1.483 que vincula al uso y protección de los recursos hídricos con el desarrollo de los reservorios NC.

El artículo 5 del Código de Aguas de Neuquén (Ley N° 899), establece un orden de prioridad en el uso del agua: agua de abastecimiento humano, irrigación, terapéuticos-termales, industriales, energía hidráulica, estableciendo para todos ellos un límite en el caudal captado, no pudiendo superar el 50% del caudal afluente. Resulta importante mencionar dicho artículo ya que sienta las bases para la prohibición de uso de agua subterránea con aptitud para satisfacer los usos prioritarios (abastecimiento humano e irrigación) durante las etapas de perforación y terminación de pozos NC (Artículo 9, Decreto N° 1.483).

### 3. Materiales y Métodos

#### 3.1 Metodología

Para ordenar las tareas involucradas en la gestión de los recursos hídricos en los yacimientos NC neuquinos, se elaboró un esquema de matriz utilizando como guía las cinco etapas definidas por el Ciclo del Agua para la fracturación hidráulica por la U.S.EPA (2016).

La construcción de mencionada matriz adquiere el siguiente orden metodológico:

1. *Identificación de las cinco etapas del ciclo del agua para fracturación hidráulica para los proyectos de hidrocarburos no convencionales.*
2. *Definición para cada una de las etapas de las actividades, productos y/o servicio asociados.*
3. *Identificación de los aspectos e impactos ambientales para cada una de las actividades, productos y/o servicios.*

Según la Norma ISO 14.001, un aspecto ambiental es un elemento de las actividades, productos o servicios de una organización que puede interactuar con el medio ambiente, mientras que impacto ambiental se define como cualquier cambio en el ambiente, sea adverso o beneficioso, resultante de los aspectos ambientales de una organización.

4. *Análisis de la Normativa legal vigente asociada a cada uno de los aspectos e impactos ambientales en materia de recursos hídricos y su aplicación en los yacimientos NC en la provincia de Neuquén y a nivel nacional.*

5. *Definición de indicadores* que permitan evaluar el cumplimiento de la normativa legal, el funcionamiento de las barreras existentes y la evaluación de los impactos asociados de cada una de las actividades del proceso de fracturación hidráulica.

Un indicador es una medida cuantitativa, es una representación medible de la condición o estado de las operaciones, es una herramienta que ayuda a determinar el estado de un proceso (ISO 14031:2013, 3.15).

#### 4. Resultados y discusión

En la siguiente sección se expone la matriz elaborada.

Luego se profundizará lo definido para dos etapas particulares del ciclo del agua en la fracturación hidráulica: (a) etapa de adquisición de agua y (b) etapa de disposición final y re-uso de los efluentes líquidos. Indagar sólo sobre los extremos del ciclo, a criterio de la autora, es el resultado de ser los aspectos e impactos ambientales más visibles y de mayor preocupación y controversia. Para justificar esta elección, podemos mencionar a Scalón *et.al* (2020) quien evaluó que existen principalmente dos incógnitas para el desarrollo futuro de los NC en Estados Unidos: (i) sí la demanda de agua futura para la fracturación hidráulica podrá ser suministrada por fuentes superficiales y subterráneas sin generar estrés o agotamiento de las mismas, sobre todo en la regiones semiáridas, y (ii) si la gestión de los volúmenes crecientes de agua producida (capacidad de tratamiento y disposición) podrían limitar el desarrollo de los reservorios NC.

Por último, se discutirá la necesidad de plasmar cambios en la normativa de la provincia de Neuquén sobre estos dos extremos del ciclo del agua, tomando como eje la hipótesis y los objetivos planteados en el presente trabajo.

## 4.1 Matriz de Aspectos e Impactos Ambientales

La tabla 1 expone la matriz de aspectos e impactos ambientales del recurso hídrico asociado al desarrollo de pozos NC. Su elaboración tuvo como ejes principales de análisis las cinco etapas del ciclo del agua para la fracturación hidráulica definidos por U.S. EPA (2016).

**Tabla 1.** Matriz de Aspectos e Impactos Ambientales del recurso hídrico asociado al desarrollo de pozos No Convencionales.

ETAPA DEL CICLO DE AGUA EN FRACTURACIÓN HIDRÁULICA (definido por U.S. EPA, 2016)	ACTIVIDAD, PRODUCTO Y/O SERVICIO	Tipo de Operación	Tipo de Impacto	ASPECTO AMBIENTAL	IMPACTO AMBIENTAL	NORMATIVA APLICABLE	BARRERAS EXISTENTES	INDICADORES
ADQUISICIÓN DE AGUA	Abastecimiento de agua superficial	Normal	Directo	CONSUMO RECURSO (Volumen y calidad de agua demandado)	Agotamiento del recurso	Ley Provincial N° 899. Artículo 7 Inciso e. Ley Provincial N° 1875. Decreto N° 2656/99. Ley Provincial N° 2600. Decreto N° 1905/09. Disposición N° 112/11. Decreto N° 1483/12. Anexo I Artículo 4 Inciso d. Decreto N° 1483/12. Anexo I Artículo 7.	Mayor porcentaje de re-utilización de agua de retorno ( <i>flowback</i> ), para disminuir demanda de fuentes naturales	<u>Consumo de agua:</u> 1-Volumen extraído del curso de agua vs volumen autorizado 2-Volumen de agua consumida por pozo 3-Intensidad de uso de agua (uso de agua dividido por la longitud del intervalo productivo lateral)  <u>Calidad de agua:</u> 1-Monitoreo semestral de parámetros en punto de captación vs parámetros exigidos en legislación vigente

(Continúa)

**Tabla 1.** Matriz de Aspectos e Impactos Ambientales del recurso hídrico asociado al desarrollo de pozos No Convencionales (continuación).

ETAPA DEL CICLO DE AGUA EN FRACTURACIÓN HIDRÁULICA (definido por U.S. EPA, 2016)	ACTIVIDAD, PRODUCTO Y/O SERVICIO	Tipo de Operación	Tipo de Impacto	ASPECTO AMBIENTAL	IMPACTO AMBIENTAL	NORMATIVA APLICABLE	BARRERAS EXISTENTES	INDICADORES
ADQUISICIÓN DE AGUA	Abastecimiento de agua subterránea	Normal	Directo	CONSUMO RECURSO (Volumen y calidad de agua demandado)	Agotamiento del recurso	Ley Provincial N° 899. Artículo 7 Inciso e.  Ley Provincial N° 1875. Decreto N° 2656/99.  Ley Provincial N° 2600. Decreto N° 1905/09. Disposición N° 112/11.  Decreto N° 1483/12. Anexo I Artículo 4 Inciso d.  Decreto N° 1483/12. Anexo I Artículo 7.  Decreto N° 1483/12. Anexo I Artículo 9.	Mayor porcentaje de re-utilización de agua de retorno ( <i>flowback</i> ), para disminuir demanda de fuentes naturales	<p><u>Consumo de agua:</u> 1-Volumen de agua consumida por pozo 2-Intensidad de uso de agua (uso de agua dividido por la longitud del intervalo productivo lateral) 3-Volumen bombeado diario vs volumen autorizado</p> <p><u>Calidad de agua:</u> 1-Monitoreo semestral de parámetros en punto de captación vs parámetros exigidos en legislación vigente</p>

(Continúa)

**Tabla 1.** Matriz de Aspectos e Impactos Ambientales del recurso hídrico asociado al desarrollo de pozos No Convencionales (continuación).

<b>ETAPA DEL CICLO DE AGUA EN FRACTURACIÓN HIDRÁULICA (definido por U.S. EPA, 2016)</b>	<b>ACTIVIDAD, PRODUCTO Y/O SERVICIO</b>	<b>Tipo de Operación</b>	<b>Tipo de Impacto</b>	<b>ASPECTO AMBIENTAL</b>	<b>IMPACTO AMBIENTAL</b>	<b>NORMATIVA APLICABLE</b>	<b>BARRERAS EXISTENTES</b>	<b>INDICADORES</b>
<b>ADQUISICIÓN DE AGUA</b>	Piletas de almacenamiento de agua ( <i>pit</i> )	Normal	Directo	CONSUMO RECURSO	Afectación de cuerpos de agua superficiales y subterráneos	Ley Provincial N° 2600. Decreto N° 1905/09.  Decreto N° 1483/12. Anexo I Artículo 13.	Membrana Impermeable	Medición de altura del pelo de agua en la pileta
<b>MEZCLA QUÍMICA</b>	Almacenamiento productos químicos	Normal	Directo	Derrame de productos químicos	Afectación de cuerpos de agua	Ley Nacional N° 24051. Decreto N° 831/93.  Resolución Nacional SE 24/04. Resolución IESC 043/15. Incidentes Ambientales.	Bateas de contención	Inventario de productos químicos
	Preparación fluido de fractura	Normal	Directo	Derrame de fluidos de fracturación	Afectación de cuerpos de agua	Ley Nacional N° 24051. Decreto N° 831/93.  Decreto 1483/12. Anexo I Artículo 4 Inciso b.	Integridad de equipos (bombas, juntas, cañerías)	<i>Check list</i> de químicos utilizados y sus respectivos volúmenes para la mezcla

(Continúa)

**Tabla 1.** Matriz de Aspectos e Impactos Ambientales del recurso hídrico asociado al desarrollo de pozos No Convencionales (continuación).

<b>ETAPA DEL CICLO DE AGUA EN FRACTURACIÓN HIDRÁULICA (definido por U.S. EPA, 2016)</b>	<b>ACTIVIDAD, PRODUCTO Y/O SERVICIO</b>	<b>Tipo de Operación</b>	<b>Tipo de Impacto</b>	<b>ASPECTO AMBIENTAL</b>	<b>IMPACTO AMBIENTAL</b>	<b>NORMATIVA APLICABLE</b>	<b>BARRERAS EXISTENTES</b>	<b>INDICADORES</b>
<b>INYECCIÓN AL POZO</b>	Inyección y movimiento de fluidos	Normal	Directo	Inyección fluidos en capas no productivas por falla de integridad	Afectación de acuíferos	Ley Provincial N°1875. Decreto N°2656/99. Capítulo VI Artículo 27	Integridad mecánica del pozo	1-Volumen de fluidos inyectados 2-Monitoreo de presión de inyección 3-Determinación de trazadores isotópicos en pozos de monitoreo
	Inyección y movimiento de fluidos	Normal	Indirecto	Migración de fluidos hacia pozos antiguos cercanos abandonados	Afectación de acuíferos	Resolución Nacional SE 5/95. Ley Provincial N° 1875. Anexo VII Artículo 61.	Integridad mecánica del pozo	Monitoreo de presión
<b>MANEJO DEL AGUA PRODUCIDA</b>	Recolección y gestión agua retorno ( <i>flowback</i> )	Normal	Directo	Derrame efluentes líquidos	Afectación de cuerpos de agua	Decreto N° 1483/12. Anexo I Artículo 4 Inciso a. Decreto N° 1483/12. Anexo I Artículo 11. Decreto N° 1483/12. Anexo I Artículo 14	Integridad de equipos (bombas, juntas, cañerías)	Volumen de agua de retorno/volumen de agua inyectada

(Continúa)

**Tabla 1.** Matriz de Aspectos e Impactos Ambientales del recurso hídrico asociado al desarrollo de pozos No Convencionales (continuación).

<b>ETAPA DEL CICLO DE AGUA EN FRACTURACIÓN HIDRÁULICA (definido por U.S. EPA, 2016)</b>	<b>ACTIVIDAD, PRODUCTO Y/O SERVICIO</b>	<b>Tipo de Operación</b>	<b>Tipo de Impacto</b>	<b>ASPECTO AMBIENTAL</b>	<b>IMPACTO AMBIENTAL</b>	<b>NORMATIVA APLICABLE</b>	<b>BARRERAS EXISTENTES</b>	<b>INDICADORES</b>
<b>DISPOSICIÓN Y RE-USO DE LOS EFLUENTES LÍQUIDOS</b>	Re-utilización en nuevas etapas de fracturación hidráulica	Normal	Directo	Inyección de fluidos en capas no productivas por falla de integridad	Afectación de cuerpos de agua	Decreto N° 1483/12. Anexo I Artículo 10	Integridad mecánica del pozo	1-Volumen de agua tratada/volumen de agua de retorno 2-Volumen de agua re-utilizada fracking/volumen de agua de retorno
	Re-inyección a pozo sumidero	Normal	Directo	Inyección de fluidos en capas no productivas por falla de integridad	Afectación de acuíferos	Disposición Provincial N° 29/12. Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos  Decreto N° 1483/2012. Anexo I Artículo 10	Integridad mecánica del pozo	Volumen de agua re-inyectado a sumidero/volumen de agua producida

### 4.1.1 Adquisición de Agua

Para la etapa del ciclo que involucra la adquisición de agua, se identifica el consumo del recurso como uno de los principales aspectos, teniendo en cuenta tanto el volumen como la calidad involucrada, siendo el agotamiento de las fuentes de agua superficiales y subterráneas el impacto ambiental fundamental a tener en cuenta. También resulta ser la preocupación primaria tanto para las empresas, ya que la disponibilidad en cantidad y la cercanía o lejanía a la locación forman parte de los costos operativos que pueden verse fuertemente incrementados, como para la comunidad que puede ver afectada la disponibilidad del recurso para otros usos.

Para la gestión de esta etapa del ciclo se proponen dos clases de indicadores que cuantifican el impacto:

- *Cantidad*: cuantificación del volumen de agua demandada desde la fuente, sin dejar de identificar el origen (superficial o subterránea).
- *Calidad*: análisis y monitoreo de parámetros físico-químicos del agua utilizada.

Tanto la cantidad, como la calidad son contrastados con las exigencias de la legislación vigente y aplicable a la actividad como indicadores de cumplimiento legal, por ejemplo: (i) el volumen de agua demandado de una fuente versus el volumen autorizado por el organismo provincial pertinente, (ii) monitoreo de parámetros físico-químicos del punto de captación versus parámetros exigidos en legislación vigente. Sin embargo, también se ponderan los indicadores que miden eficiencia de uso del recurso, por ejemplo, el volumen de agua empleado en cada pozo NC. Este último indicador es fundamental para alentar la reutilización de fluido de retorno o *flowback* en las

operaciones de fractura, disminuyendo cada vez más el empleo de agua desde fuentes naturales.

Desde el punto de vista normativo, la provincia de Neuquén a través del Decreto N° 1.483/12, prohíbe la utilización de agua subterránea para fracturación hidráulica que sea apta para consumo humano o irrigación, sin especificar los parámetros de calidad que califican al agua para estos fines. Sin embargo, podríamos tomar como referencia lo establecido en el Anexo VII del Decreto Reglamentario N° 2.656/99, sobre las operaciones en yacimientos convencionales, cuyo Artículo 27 menciona la obligatoriedad de contar con cañerías de seguridad que protejan y aseguren el aislamiento de aquellos horizontes acuíferos de baja salinidad, considerando como tal aquellas aguas cuyos contenidos en sales totales no supere los 3.000 ppm (TDS) o que su conductividad específica no sea mayor a 4.000  $\mu\Omega/\text{cm}$ . Ahora bien, el IAPG (2013), en su Práctica Recomendada n°11, sugiere la utilización de fuentes de agua subterránea de baja calidad, definiendo como tal a aquella con más de 5.000 ppm de sales totales (TDS). Por otro lado, el American Petroleum Institute (API) en su documento guía HF2 del año 2010 sobre la gestión del agua asociada a la fractura hidráulica, define como fuente de agua subterránea apta para el abastecimiento de poblaciones a aquellos acuíferos que presentan una concentración de sólidos disueltos totales de hasta 10.000 ppm (TDS).

Teniendo en cuenta todo lo arriba mencionado, es importante saber que la adquisición de agua a partir de la captación de una fuente superficial o subterránea estará ligada principalmente a la disponibilidad de volumen y a la distancia a la que se ubique hasta la locación o yacimiento, ya que la calidad puede ser gestionada para su adaptación a los requerimientos específicos de la operación de fractura a partir de diferentes tratamientos, incrementando el costo de las operaciones. Sin embargo, resulta relevante

mencionar en cuanto a la calidad del agua la existencia de valores tan dispares que definen un agua apta para los usos prioritarios. Si sólo consideramos lo mencionado por IAPG (5.000 ppm de TDS), los acuíferos que potencialmente podrían ser empleado para abastecimiento de agua potable, por ejemplo, podrían ser muchos más que los hoy definidos por el límite provincial de 3.000 ppm de TDS.

#### 4.1.1.1 Prácticas Recomendadas

A partir de toda la bibliografía consultada, principalmente de publicaciones americanas, se resalta la importancia de la ejecución de Estudios de Base de las áreas que podrían verse impactadas por la actividad hidrocarburífera NC. Contar con información preexistente a la llegada de la explotación es fundamental para poder identificar en un futuro zonas contaminadas y sus fuentes asociadas, además de ser estratégica para la formulación de los planes de gestión ambiental de las empresas y para la definición de los componentes del entorno natural que la autoridad debe vigilar y monitorear con mayor atención.

En tal sentido, la provincia de Neuquén a partir de la Ley N° 2.600 y su Decreto Reglamentario N° 1.905/09 exige la obtención de un Certificado de Aptitud Ambiental de la actividad hidrocarburífera, y para lo cual debe presentarse un Estudio Ambiental de Base (EAB), planteando los términos de referencia para su elaboración en la Disposición N° 112/11. El componente hidrosférico del estudio debe presentarse en un documento (cuerpo) separado del resto de los componentes para ser evaluado y aprobado por las demás autoridades competentes (Subsecretaría de Recursos Hídricos) y no sólo por la autoridad ambiental.

El recurso de agua superficial, dentro del componente hidrosférico, es evaluado a partir de información de estaciones de monitoreo hidrológico ubicadas aguas arriba y abajo del proyecto, debiendo reportar caudal y calidad de agua, tomando como referencia para evaluar esta última cualidad, los niveles guía de calidad de agua según el decreto Reglamentario N° 831/93 de la Ley Nacional de Residuos Peligrosos N° 24.051.

Para el recurso de agua subterránea, el EAB debe incluir un mapa e inventario de los pozos subterráneos existentes incluyendo el tipo, producción, calidad de agua y la ubicación de los pozos; los análisis de calidad de agua antes del inicio del proyecto deben poseer una frecuencia de medición mensual durante un período que permita identificar la línea de base de la componente. También debe adjuntarse un estudio de vulnerabilidad de acuífero intrínseca y específica, esta última asociada al comportamiento de los 16 contaminantes principales HAP's cancerígenos y tóxicos definidos por la U.S EPA.

Si bien el EAB es requerido por la legislación neuquina, particularmente dentro del componente hidrosférico, existen algunos parámetros, elementos y/o caracterizaciones vinculados al recurso hídrico que no son exigidos y/o especificados por la normativa y que ayudarían a conformar una línea de base más robusta, a partir de la cual se pueda comparar los cambios percibidos después de ejecutada la perforación y la estimulación hidráulica de los pozos NC.

En lo que respecta al agua superficial, resulta relevante como práctica recomendada incluir dentro de los EAB el concepto de impacto acumulativo en las cuencas hidrográficas, teniendo en cuenta que en la misma cuenca no sólo se desarrollan múltiples proyectos de petróleo y gas, sino que también existen diferentes tipos de actividades (ganadería – agricultura - abastecimiento de poblaciones) que hacen uso de

ese mismo recurso, y el resultado podría ser que individualmente tuvieran efectos insignificantes, pero en su conjunto y contemplando la variable tiempo, están teniendo repercusiones regionales. Adicionalmente, debiera contemplarse los escenarios de cambio climático que podrían afectar a la cuenca hidrográfica y sus usos.

En relación a los acuíferos, como menciona McIntosh et al. (2018), identificar la fuente y la extensión de la contaminación relacionada a la explotación de reservorios NC suele ser desafiante, ya que se carece de información de base preexistente a la actividad, fundamentalmente vinculada al entendimiento temporal y espacial de la hidrogeología del área. Es importante destacar que establecer condiciones de base no necesariamente representa condiciones “prístinas”, pero sí condiciones previas al desarrollo de la fracturación hidráulica, y este es el caso de la provincia de Neuquén, ya que el reservorio NC más importante (Vaca Muerta) se extiende bajo áreas donde la actividad petrolera convencional se viene desarrollando hace décadas.

La práctica recomendada es la construcción de un modelo hidrogeológico conceptual sobre el área donde se desarrollará el proyecto NC. Conocer el flujo subterráneo regional, es decir, dirección y sentido de movimiento del agua en el acuífero, ayudará a diseñar un adecuado plan de muestreo, conformando así la caracterización de base o línea de base. Luego lo más importante resulta la definición de aquellos parámetros que serán monitoreados. McIntosh et al. (2018) recomienda los siguientes parámetros para analizar y que abarcan diferentes objetivos:

- Caracterización básica del sitio: temperatura, conductividad, pH, oxígeno disuelto, alcalinidad.

- Origen y/o fuente de salinidad: análisis de iones mayoritarios incluyendo Br y Sr.

-Origen de las aguas:  $\delta^{18}\text{O}$  y  $\delta^2\text{H}$ , isótopo en agua.

-Carga o cantidad de carbono y sus fuentes: Carbono Orgánico Disuelto (COD) y Carbono Inorgánico Disuelto (CID).  $\delta^{13}\text{C}$  en la fracción Inorgánica (CID).

-Fuente de gas: concentraciones de gases ( $\text{C}_1\text{-C}_6$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{Ar}$ ,  $\text{O}_2$ );  $\delta^{13}\text{C}$  y  $\delta^2\text{H}$  en  $\text{CH}_4$ .

La mayoría de los parámetros mencionados arriba no son exigidos por la legislación, sin embargo, su análisis debiera caracterizar con mayor detalle el estudio de línea de base de los proyectos NC.

Por último, incentivar la re-utilización de agua producida en nuevos pozos NC resulta fundamental para disminuir el impacto sobre el recurso hídrico principalmente en un área de características semiáridas como Neuquén. Aquí el impacto no sólo se refiere a la utilización de grandes volúmenes de agua provenientes de ríos y acuíferos, sino a la gestión del agua producida, ya que la disposición final en pozos sumidero resulta hoy la práctica elegida por las operadoras no sólo en la provincia, sino también a nivel mundial, principalmente en los Estados Unidos.

#### 4.1.2 Disposición y re-uso de los efluentes líquidos

Para la etapa del ciclo que involucra la disposición y re-uso de los efluentes líquidos, se identifica la inyección de fluidos en capas no productivas por falla de integridad como uno de los principales aspectos, siendo la afectación de cuerpos de agua superficiales y acuíferos el impacto ambiental fundamental a tener en cuenta, debido a que no se logra garantizar la estanqueidad de los fluidos inyectados en la formación objetivo.

La principal barrera existente que ayuda a prevenir el impacto es la evaluación y monitoreo realizado sobre la integridad mecánica de los pozos mediante ensayos específicos (perfil de cementación, perfil de corrosión, pruebas de hermeticidad, entre otros), ya sea sobre aquellos pozos que están en producción (recuperación secundaria) como sobre los antiguos pozos convencionales agotados que son reconvertidos a pozos sumideros.

Desde el punto de vista normativo la provincia de Neuquén, según Decreto N° 1.483/12 - Artículo 11, prohíbe el vuelco de agua proveniente de retorno (*flowback*) sobre cuerpos de agua superficiales, bajo ninguna condición. Es así que en el artículo 10 del mencionado decreto, establece que el agua de retorno (*flowback*) debe ser sometida en su totalidad a un sistema de tratamiento que encuadre sus parámetros de vertido según lo establecido en la Ley N° 899 y Decreto Reglamentario N° 790/99 y la Ley Nacional N° 24.051 y su Decreto Reglamentario N° 831/93. El agua tratada podrá ser (a) reusada en la industria hidrocarburífera; (b) reusada en proyectos productivos o de recomposición ambiental; o (c) dispuesta en pozos sumideros.

Es muy importante mencionar que el Decreto N° 1.483/12 establece mediante los Artículos 4 y 14, la declaración jurada de los productos químicos utilizados en la terminación de pozos NC mediante estimulación hidráulica y, la ejecución de análisis físico-químicos sobre el agua de retorno (*flowback*) respectivamente, siendo estos dos aspectos claves para la gestión y tratamiento de los efluentes generados a partir del *fracking*.

En relación a los indicadores propuestos, todos ellos tienen el objetivo de cuantificar volúmenes de agua producida para medir que porcentaje es tratado y luego re-

utilizado ya sea en nuevas etapas de *fracking* o en pozos convencionales para recuperación secundaria o para ser inyectados en pozos sumideros. Estos indicadores debieran ser de gran importancia tanto para la industria (impacto en eficiencia y costos) como para las autoridades provinciales ambientales e hídricas (impacto sobre la demanda de fuentes de agua naturales).

#### 4.1.2.1 Prácticas Recomendadas

La principal conclusión a la que arriba Scalón et al. (2020), es que todos aquellos cuestionamientos vinculados al agua, ya sea en la etapa de adquisición de agua para *fracking* como en la etapa de gestión y manejo de sus efluentes podría ser parcialmente mitigada cerrando el ciclo por medio del re-uso del agua producida como agua de ingreso en nuevas etapas de fracturación hidráulica. Sin embargo, no resulta menor mencionar que las proyecciones para los principales yacimientos NC ubicados en climas semiáridos de Estados Unidos, estiman la generación de mayores volúmenes de agua producida que aquella que podría necesitarse para ser reutilizada en nueva etapa de *fracking* o para el desarrollo de nuevos pozos NC, por lo que resulta sumamente necesario analizar el re-uso en otros sectores productivos y no sólo en el sector energético, contemplando también que la inyección a pozos sumideros representa una limitante en el tiempo y en el espacio, además de estar fuertemente vinculados a sismos inducidos.

Si bien la provincia de Neuquén exige en su normativa el tratamiento del agua producida previo a su re-uso, la inyección de agua producida por medio de pozos sumideros es la práctica más habitual (Prieto & Puente, 2016).

Promover proyectos públicos-privados, con el involucramiento de las universidades locales que luego puedan transformarse en planes de gestión o programas

de las operadoras, podría resultar una vía de incentivo para la reutilización del agua producida.

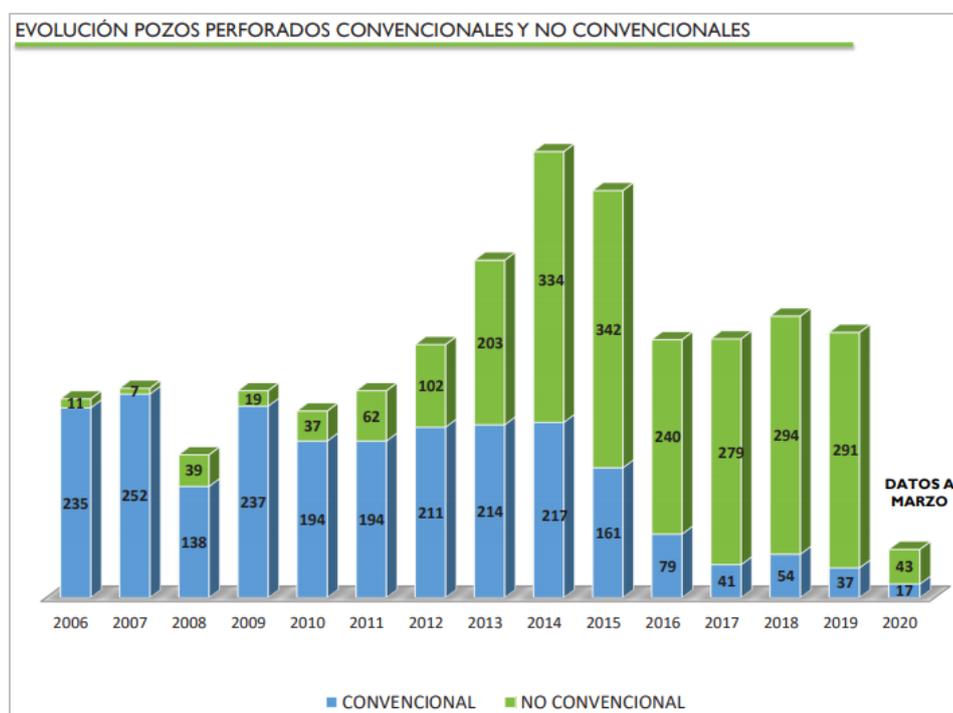
El agua producida no resulta uniforme en cantidad y calidad, como tampoco lo son las circunstancias bajo las cuales podrían ser potencialmente tratadas y reutilizadas, abordar los proyectos bajo una mentalidad “apta para el propósito”, sería lo más conveniente, ya que no todos los escenarios de re-uso requerirán el mismo análisis o enfoque. Según el Consejo de Protección del Agua Subterránea de los Estados Unidos (GWPC, 2019), en su reporte sobre el agua producida, menciona que las incógnitas e incertidumbres así como los riesgos específicos relacionados con su tratamiento y reutilización, dificultan la toma de decisiones. Es por ello que resulta estratégico el avance sobre datos y análisis para cubrir dos objetivos: (1) informar las decisiones basadas en los riesgos y (2) apoyar o promover los planes o programas de reutilización que protejan la salud y el medio ambiente.

## 4.2 Desarrollo Hidrocarburífero No Convencional de la Provincia de Neuquén.

EL Plan Quinquenal de la Provincia de Neuquén, presentado en diciembre de 2019, da cuenta de datos certeros sobre la magnitud de los recursos NC existentes en la provincia. Cabe resaltar información de relevancia plasmada en mencionado documento: *....”Hoy, el petróleo no convencional representa el 57% de la producción petrolera neuquina. El petróleo neuquino es el 22% del total del volumen de producción argentina.....contamos con 34 concesiones hidrocarburíferas no convencionales de shale y tight, que sumadas abarcan una superficie de 8.222 km<sup>2</sup>, equivalente al 27% de la superficie de Vaca Muerta. Para 2023, esperamos duplicar el stock actual de concesiones no convencionales, hasta alcanzar una superficie cercana al 50% de Vaca*

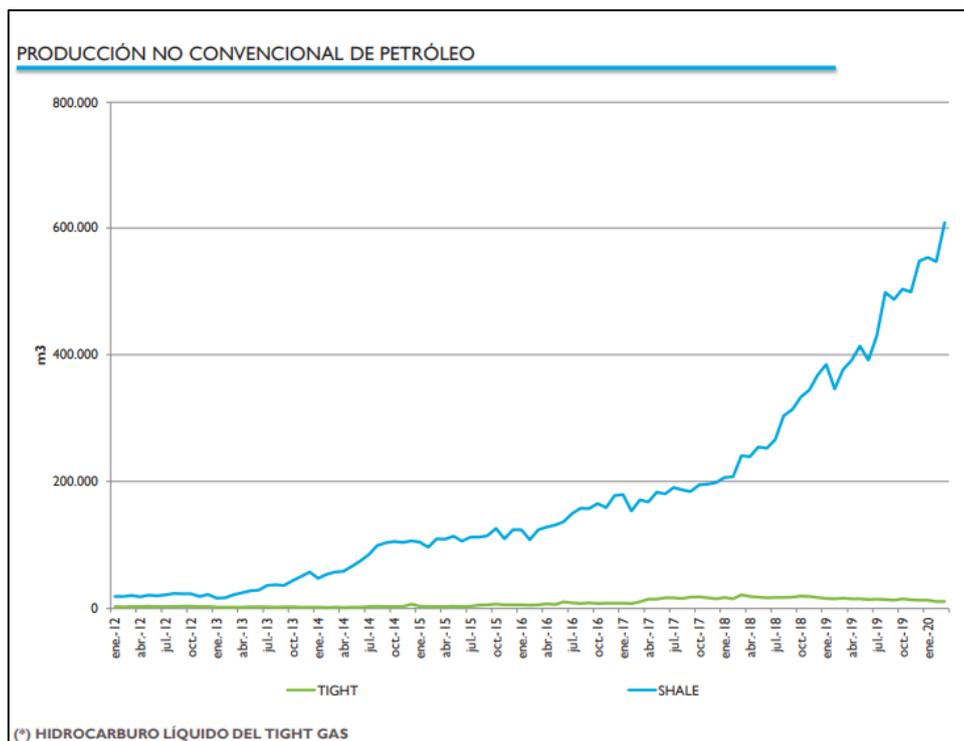
*Muerta, en un rango entre 14.000 y 16.000 km2, de los cuales más de 10.000 km2 estarían en desarrollo masivo”.*

La información estadística publicada por la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la provincia de Neuquén, muestra la evolución de pozos perforados Convencionales y No Convencionales a marzo de 2020 (Fig. 5). Puede observarse como las perforaciones NC fueron incrementando marcadamente desde el año 2012, con un vuelco muy importante hacia la priorización de estos pozos a partir de 2014.

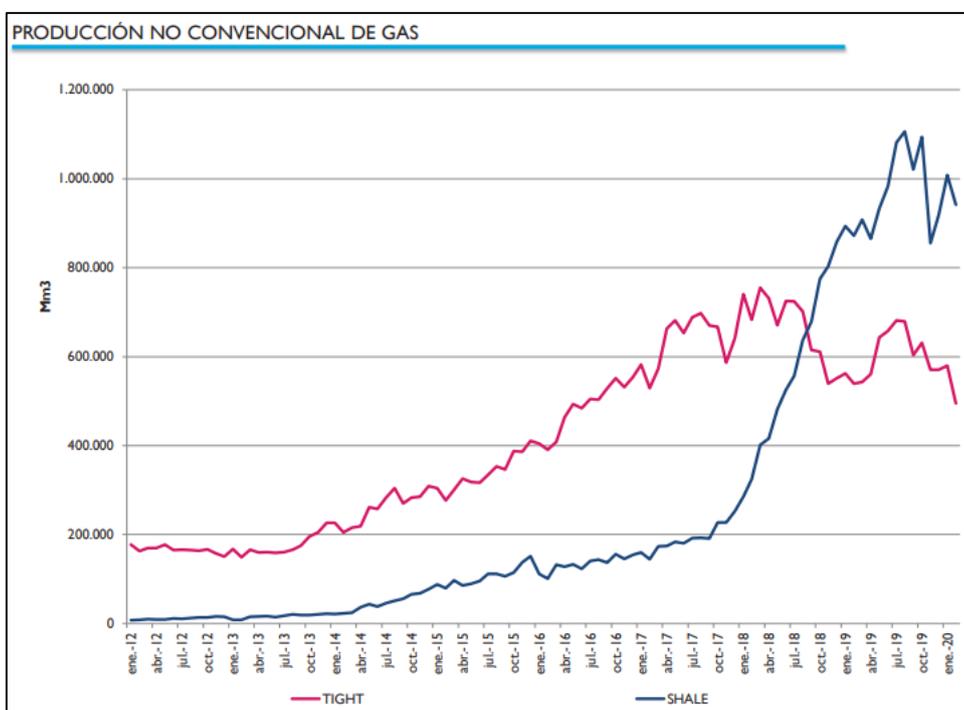


**Figura 5.** Cantidad de pozos perforados Convencionales y No Convencionales. Extraída de la página web del gobierno de la provincia de Neuquén. [http://hidrocarburos.energianeuquen.gov.ar/?page\\_id=1674](http://hidrocarburos.energianeuquen.gov.ar/?page_id=1674)

El incremento en la cantidad de pozos perforados también se refleja en el aumento significativo de la producción NC de Petróleo y Gas en la provincia (Fig. 6 y 7), haciendo notar que la etapa exploratoria de este tipo de reservorios representa la menor proporción en la actualidad y que los últimos cinco años estuvieron marcados por una etapa de pleno desarrollo de la cuenca neuquina como NC.



**Figura 6.** Cantidad de petróleo producido a partir de Yacimientos No Convencionales en cuenca neuquina. Extraída de la página web del gobierno de la provincia de Neuquén. [http://hidrocarburos.energianeuen.gov.ar/?page\\_id=1674](http://hidrocarburos.energianeuen.gov.ar/?page_id=1674)



**Figura 7.** Cantidad de gas producido a partir de Yacimientos No Convencionales en cuenca neuquina. Extraída de la página web del gobierno de la provincia de Neuquén. [http://hidrocarburos.energianeuen.gov.ar/?page\\_id=1674](http://hidrocarburos.energianeuen.gov.ar/?page_id=1674)

En lo que respecta al ambiente y el desarrollo sustentable de la provincia, en su Plan Quinquenal se expone los dos problemas ambientales más importantes que posee la industria hidrocarburífera: (1) los pasivos ambientales (pozos sin abandonar, piletas, derrames, canteras, situaciones ambientales generales, etc.), y (2) ausencia de procedimientos administrativos acordes a la velocidad de crecimiento y desarrollo de la industria, repercutiendo sobre la tarea de fiscalización y monitoreo de la autoridad (Plan Quinquenal 2019-2023). Para ambos problemas, se proyectan los planes y programas para su remediación y modificación.

Se plantea entonces un futuro desafiante en pos de lograr el aprovechamiento racional y sustentable de los recursos hidrocarburíferos NC y la preservación ambiental. Es por ello, que el marco normativo debe acompañar la planificación futura y las herramientas de gestión ambiental deben implementarse para garantizar el monitoreo y protección del agua, uno de los componentes naturales que puede verse afectado y que es el objeto de análisis del presente documento.

#### 4.3 Gestión del agua en la Provincia de Neuquén en el marco del desarrollo de Yacimientos No Convencionales

La Subsecretaría de Recursos Hídricos, dependiente del Ministerio de Energía, Servicios Públicos y Recursos Naturales de la Provincia de Neuquén, es la Autoridad de Aplicación en materia de recursos hídricos, ejerciendo la potestad del Código de Aguas en el otorgamiento de autorizaciones y permisos, y fiscalizando su cumplimiento en un marco de compatibilización entre los diferentes usos y necesidades y la preservación del recurso.

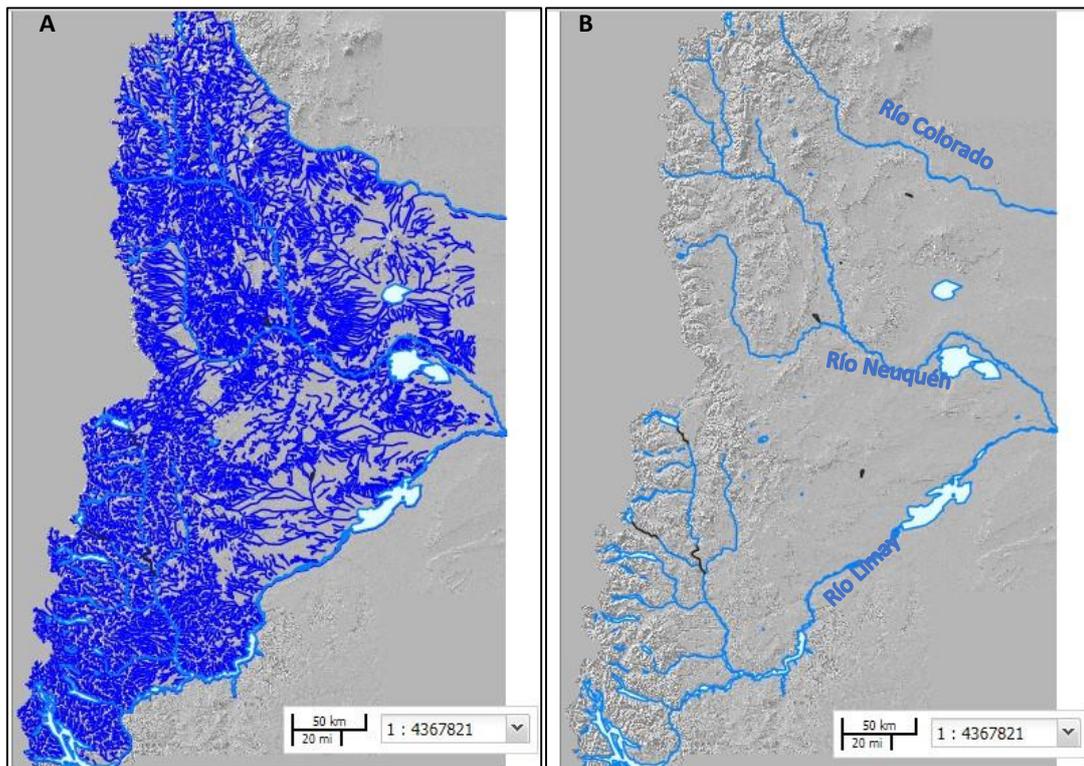
Además del marco normativo específico aplicado a la actividad hidrocarburífera que tiende a la protección del recurso hídrico en la provincia, se han generado diferentes instrumentos de gestión que son lideradas por la Subsecretaria de Recursos Hídricos. A modo de ejemplo, y siendo una de las iniciativas más destacadas y relevantes, ya que involucra la cooperación entre diferentes empresas operadoras hidrocarburíferas bajo la coordinación estatal de la provincia, son las denominadas **Reuniones del Grupo de Correlación**, cuyo objetivo es avanzar en el conocimiento de los acuíferos profundos de la cuenca neuquina (Jornada ARPEL, 2018). Dicha iniciativa muestra una clara estrategia ganador-ganador, donde todas las partes se ven beneficiadas por el conocimiento adquirido. Por una parte la provincia obtiene información valiosa para focalizar los esfuerzos de monitoreo, fiscalización y exigencias sobre los acuíferos involucrados en la actividad y que pudieran ser utilizados, impactados o protegidos para su uso, y por otro lado la industria hidrocarburífera emplea información existente recolectada a partir de herramientas propias pero re-direccionando su mirada hacia los niveles más superficiales donde se ubican los acuíferos, obteniendo datos hidrogeológicos que luego repercuten en optimización de costos por parte de la actividad.

#### 4.3.1 Datos sobre la demanda de Agua y destino final de efluentes en los Yacimientos No Convencionales de Neuquén

En el año 2012, con el desarrollo del Plan de Abastecimiento Energético Nacional, se inicia la exploración y explotación de NC en la provincia de Neuquén. Junto con ello, se evidencian en la sociedad diferentes cuestionamientos vinculados a este tipo de yacimientos, siendo las principales presunciones sociales las plasmadas en relación a los recursos hídricos: (1) Desabastecimiento y (2) Contaminación por agua de retorno (Jornada ARPEL, 2018).

A continuación se exponen datos que buscan dar claridad a las presunciones arriba mencionadas a partir de información pública de la Subsecretaría de Recursos Hídrico (Jornada ARPEL, 2018).

En lo que respecta al agua superficial, la provincia de Neuquén posee una red hidrográfica muy importante desarrollada sobre un territorio de características mayoritariamente áridas, con ríos alóctonos que se alimentan en la cordillera. Las tres cuencas principales son: cuenca del Río Colorado (al norte), cuenca del Río Neuquén (al centro) y cuenca del Río Limay (al sur) (Fig. 8).



**Figura 8.** Hidrografía de la Provincia de Neuquén. **A.** Red hidrográfica de la provincia. **B.** Ubicación de las tres cuencas principales. Mapas de la Provincia de Neuquén elaborados a partir de información disponible en la web <http://rechidr.neuquen.gov.ar:8080/dprh/composer/>.

La tabla 2 compila los datos más relevantes de las cuencas mencionadas: superficie de la cuenca; oferta de agua o cantidad de agua disponible (módulo promedio y caudal mínimo); demanda de agua por diferentes usos en cada cuenca y finalmente la

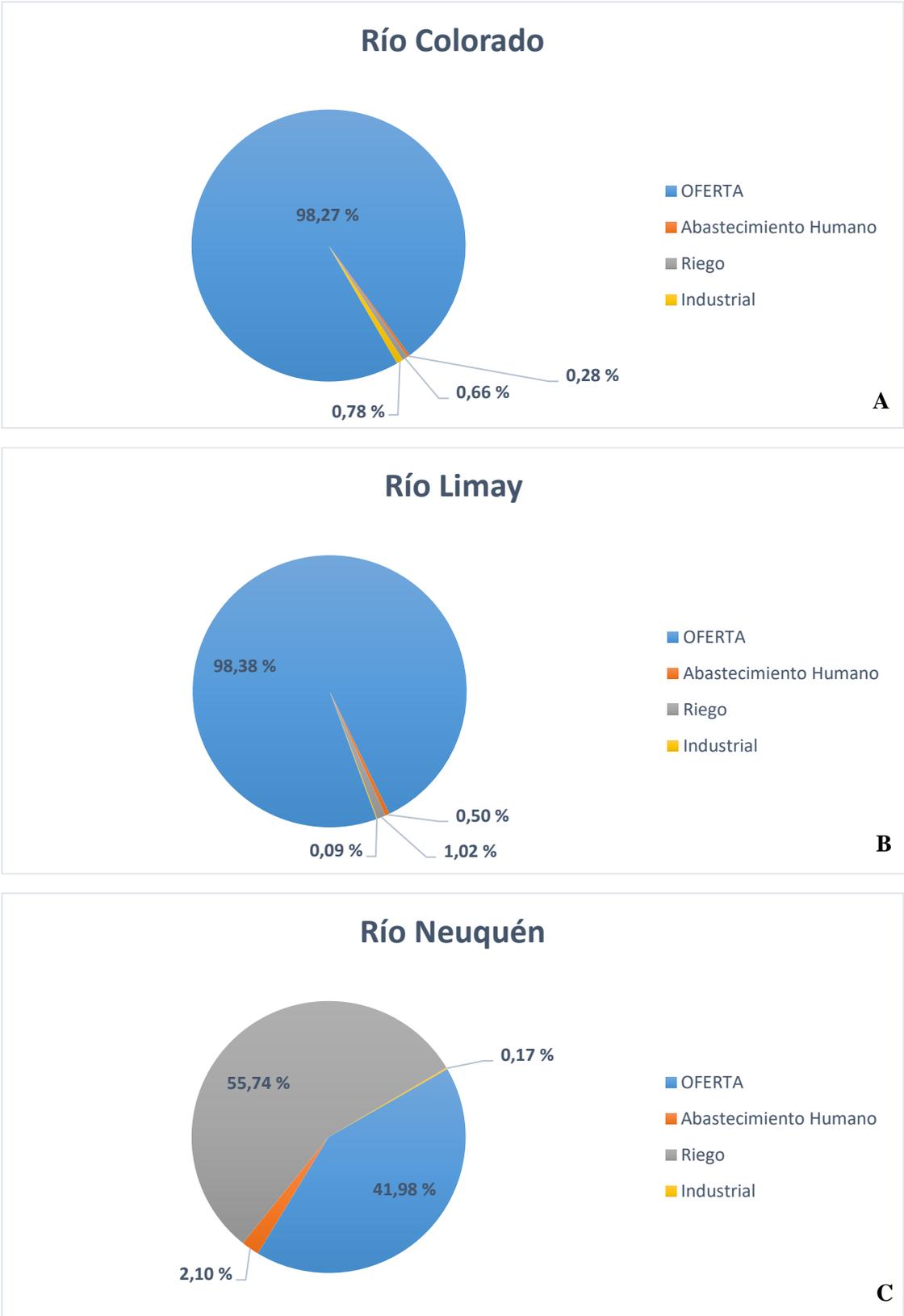
cantidad de agua total demanda de cada cuenca, expresada en porcentaje, este último valor estimado a partir del caudal mínimo de cada cuenca.

**Tabla 2.** Datos de las principales cuencas de la provincia de Neuquén. Información extraída de <https://www.energianeuquen.gov.ar/evento/7.pdf>

		OFERTA			
CUENCA	SUPERFICIE (Km <sup>2</sup> )	MODULO (m <sup>3</sup> /s)	OFERTA (Hm <sup>3</sup> /año)	CAUDAL MÍNIMO (m <sup>3</sup> /s)	OFERTA (Hm <sup>3</sup> /año)
Río Colorado*	48.122	150	4.730,40	40	1.261,44
Río Limay	61.450	746	23.525,86	210	6.622,56
Río Neuquén	39.242	300	9.460,80	100	3.153,60
		DEMANDA			
CUENCA	Abastecimiento Humano (Hm <sup>3</sup> /año)	Riego (Hm <sup>3</sup> /año)	Industrial (Hm <sup>3</sup> /año)	DEMANDA TOTAL (Hm <sup>3</sup> /año)	DEMANDA TOTAL (%)
Río Colorado*	3,59	8,34	9,85	21,79	1,73
Río Limay	33,36	67,79	6,12	107,27	1,62
Río Neuquén	66,37	1.757,95	5,44	1.829,76	58,02

\*La superficie total de la cuenca del Río Colorado es de 48.122 km<sup>2</sup>, sin embargo, sólo el 18,9% (9.095 km<sup>2</sup>) se ubica en territorio provincial.

La información muestra que aun planteando el escenario más conservador en relación a la oferta de agua en cada cuenca (caudal mínimo), tanto el río Colorado como el río Limay no llegan a ser demandados en más de un 2% de su disponibilidad de agua (Fig. 9-A y 9-B), observándose una demanda sustancialmente mayor (58%) en la cuenca del río Neuquén (Fig. 9-C), situación atribuible principalmente a la cantidad de agua destinada a riego que es derivada hacia el alto valle de la provincia de Río Negro - del total de agua demanda para riego, alrededor del 6% es empleada por Neuquén y el 94% restante es para la provincia de Río Negro-.



**Figura 9.** Oferta y demanda de agua en cada una de las tres principales cuencas de la provincia de Neuquén. **A.** Río Colorado. **B.** Río Limay. **C.** Río Neuquén.

Como puede observarse en los gráficos, la mayor demanda de agua se atribuye al riego, siendo la actividad industrial, dentro de la cual se ubica la hidrocarburífera, la de menor impacto en relación a cantidad de agua utilizada.

A modo de ejemplo, para el año 2012, el desarrollo de uno de los principales yacimientos de la provincia (Loma Campana) resultaba ser el más favorable, y para el cual se estimaba una demanda de agua de 3,15 Hm<sup>3</sup>/año, concluyendo que la cantidad de agua era inferior a las demandas por otras actividades, como por ejemplo, el riego (Jornada ARPEL, 2018). También pudo observarse que la demanda no representaba un riesgo en relación al volumen que ofrecen las cuencas hidrológicas de la provincia, aun considerando sus caudales mínimos.

A continuación se expone cuál fue la hipótesis de consumo de agua para la actividad hidrocarburífera NC con la que la Subsecretaría de Recursos Hídrico inicio en el año 2012 sus proyecciones sobre el recurso y luego cuáles fueron los consumos reales y la gestión y disposición del agua de retorno realizada por las empresas.

*Hipótesis* - A partir del conocimiento local en la materia y de la experiencia internacional en este tipo de reservorios, surgía que para la ejecución de una perforación NC se necesita entre 500 y 700 m<sup>3</sup> de agua, y que para su estimulación hidráulica se requería un máximo de 20.000 m<sup>3</sup> por perforación estimulada, esto es considerando 10 etapas de estimulación por pozo y que cada etapa demanda 2.000 m<sup>3</sup> de agua (Subsecretaria de Recursos Hídricos, Provincia de Neuquén, 2019)

*Datos reales* – A continuación en las tablas 3, 4, 5 y 6 se presenta la información pública disponible para los años 2013, 2014, 2015 y del año 2018 respectivamente, sobre la gestión del agua dentro de la actividad de fracturación hidráulica realizada por las distintas operadoras en la cuenca neuquina. Cabe aclarar que los datos del año 2018 son parciales, sin especificar los meses que abarca (Subsecretaría de Recursos Hídricos, Provincia de Neuquén, 2019).

**Tabla 3.** Gestión de agua en las perforaciones No Convencionales de la provincia de Neuquén del año 2013. Información extraída de <https://www.energianequen.gov.ar/evento/7.pdf>

AÑO	EMPRESAS	Cantidad de Pozos	Cantidad de Etapas	Volumen total de agua para FH (m³)	Volumen de <i>flowback</i> (m³)	Destino del agua de retorno o <i>flowback</i>			Volumen de agua retenido en formación target (m³)
						Reutilizado (m³)	A Sumidero (m³)	S/D o Tratados por Terceros (m³)	
2013	YPF S.A.	117	649	532.560	22.726	5.533	8.849	8.344	509.835
	Apache Energía Argentina S.R.L.	1	8	9.337	3.600	S/D	S/D	3.600	5.737
	Total Austral S.A.	16	85	80.312	8.852	0	8.852	0	71.460
	Pan American Energy	2	17	8.366	1.132	157	0	975	7.234
	O&G Developments LTD S.A.	4	29	33.526	1.388	0	S/D	1.388	32.138
	TecPetrol S.A.	1	1	1.257	618	S/D	S/D	618	639
	Gas y Petróleo del Neuquén S.A.	1	3	5.985	1.468	360	0	1.108	4.517
	ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L.	1	11	17.554*	S/D	0	0	S/D	S/D
	<b>TOTAL</b>	<b>143</b>	<b>803</b>	<b>671.343</b>	<b>39.784</b>	<b>6.051</b>	<b>17.701</b>	<b>16.032</b>	<b>631.560</b>
	<b>Destino final del agua de retorno o <i>flowback</i> (%)</b>						<b>15%</b>	<b>44%</b>	<b>40%</b>
<b>Volumen de <i>flowback</i>/Volumen total de agua para FH (%)</b>					<b>5,93%</b>				
<b>Volumen de agua retenido en formación target/Volumen total de agua para FH (%)</b>					<b>94,07%</b>				

\*El volumen de agua utilizado por la empresa ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L representa el 2,55% restante del volumen de agua total para FH

FH: fracturación hidráulica

S/D: sin datos

**Tabla 4.** Gestión de agua en las perforaciones No Convencionales de la provincia de Neuquén del año 2014. Información extraída de <https://www.energianeuquen.gob.ar/evento/7.pdf>

AÑO	EMPRESAS	Cantidad de Pozos	Cantidad de Etapas	Volumen total de agua para FH (m <sup>3</sup> )	Volumen de <i>flowback</i> (m <sup>3</sup> )	Destino del agua de retorno o <i>flowback</i>			Volumen de agua retenido en formación target (m <sup>3</sup> )
						Reutilizado (m <sup>3</sup> )	A Sumidero (m <sup>3</sup> )	S/D o Tratados por Terceros (m <sup>3</sup> )	
2014	YPF S.A.	239	1384	1.129.621	65.270	21.862	43.408	0	1.064.350
	Petrobras Argentina S.A.	10	50	40.095	3.459	0	0	3.459	36.636
	Total Austral S.A.	11	85	98.955	26.504	12.724	13.780	0	72.451
	Pan American Energy	18	141	72.537	7.403	795	0	6.608	65.134
	O&G Developments LTD S.A.	4	38	44.890	353	0	0	353	44.537
	Argenta Energía S.A.	1	3	3.673	1.706	0	0	1.706	1.967
	ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L.	1	10	14.406*	S/D	S/D	S/D	S/D	S/D
	PlusPetrol S.A.	2	13	14.677	315	0	0	315	14.362
	<b>TOTAL</b>	<b>286</b>	<b>1.724</b>	<b>1.404.449</b>	<b>105.010</b>	<b>35.382</b>	<b>57.188</b>	<b>12.441</b>	<b>1.299.438</b>
	<b>Destino final del agua de retorno o <i>flowback</i> (%)</b>						<b>34%</b>	<b>54%</b>	<b>12%</b>
<b>Volumen de <i>flowback</i>/Volumen total de agua para FH (%)</b>						<b>7,48%</b>			
<b>Volumen de agua retenido en formación target/Volumen total de agua para FH (%)</b>						<b>92,52%</b>			

\*El volumen de agua utilizado por la empresa ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L representa el 1,02 % restante del volumen de agua total para FH

FH: fracturación hidráulica

S/D: sin datos

**Tabla 5.** Gestión de agua en las perforaciones No Convencionales de la provincia de Neuquén del año 2015. Información extraída de <https://www.energianeuenquen.gob.ar/evento/7.pdf>

AÑO	EMPRESAS	Cantidad de Pozos	Cantidad de Etapas	Volumen total de agua para FH (m <sup>3</sup> )	Volumen de <i>flowback</i> (m <sup>3</sup> )	Destino del agua de retorno o <i>flowback</i>			Volumen de agua retenido en formación target (m <sup>3</sup> )	
						Reutilizado (m <sup>3</sup> )	A Sumidero (m <sup>3</sup> )	S/D o Tratados por Terceros (m <sup>3</sup> )		
2015	YPF S.A.	250	1434	1.131.523	371.948	31.621	248.933	123.015	759.576	
	Petrobras Argentina S.A.	15	105	51.278	351	0	351	0	50.927	
	Total Austral S.A.	15	-	181.738	35.523	821	34.702	0	146.215	
	Pan American Energy	30	295	85.170	7.209	5.483	1725,9	5.483	77.961	
	O&G Developments LTD S.A.	5	63	81.389	583	0	583	0	80.806	
	<b>TOTAL</b>	<b>315</b>	<b>1.897</b>	<b>1.531.099</b>	<b>415.614</b>	<b>37.925</b>	<b>286.295</b>	<b>91.394</b>	<b>1.115.485</b>	
	<b>Destino final del agua de retorno o <i>flowback</i> (%)</b>						<b>9%</b>	<b>69%</b>	<b>22%</b>	
	<b>Volumen de <i>flowback</i>/Volumen total de agua para FH (%)</b>					<b>27,14%</b>				
	<b>Volumen de agua retenido en formación target/Volumen total de agua para FH (%)</b>					<b>72,86%</b>				

FH: fracturación hidráulica

S/D: sin datos

**Tabla 6.** Gestión de agua en las perforaciones No Convencionales de la provincia de Neuquén del año 2018. Información extraída de <https://www.energianeuenquen.gob.ar/evento/7.pdf>

AÑO	EMPRESAS	Cantidad de Pozos	Cantidad de Etapas	Volumen total de agua para FH (m <sup>3</sup> )	Volumen de <i>flowback</i> (m <sup>3</sup> )	Destino del agua de retorno o <i>flowback</i>			Volumen de agua retenido en formación target (m <sup>3</sup> )
						Reutilizado (m <sup>3</sup> )	A Sumidero (m <sup>3</sup> )	S/D (m <sup>3</sup> )	
2018*	YPF S.A.	46	1212	1.684.874	180.815	No procesada	180.815	0	1.504.059
	TecPetrol S.A.	53	1373	2.088.521	4.616	No procesada	1951	2665	2.083.905
	ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L.	5	243	318.353	38.144	No procesada	0	38144	280.209
	<b>TOTAL</b>	<b>104</b>	<b>2.828</b>	<b>4.091.748</b>	<b>223.575</b>	<b>0</b>	<b>182.766</b>	<b>40.809</b>	<b>3.868.173</b>
	<b>Destino final del agua de retorno o <i>flowback</i> (%)</b>					<b>0%</b>	<b>82%</b>	<b>18%</b>	
	<b>Volumen de <i>flowback</i>/Volumen total de agua para FH (%)</b>					<b>5,46%</b>			
	<b>Volumen de agua retenido en formación target/Volumen total de agua para FH (%)</b>					<b>94,54%</b>			

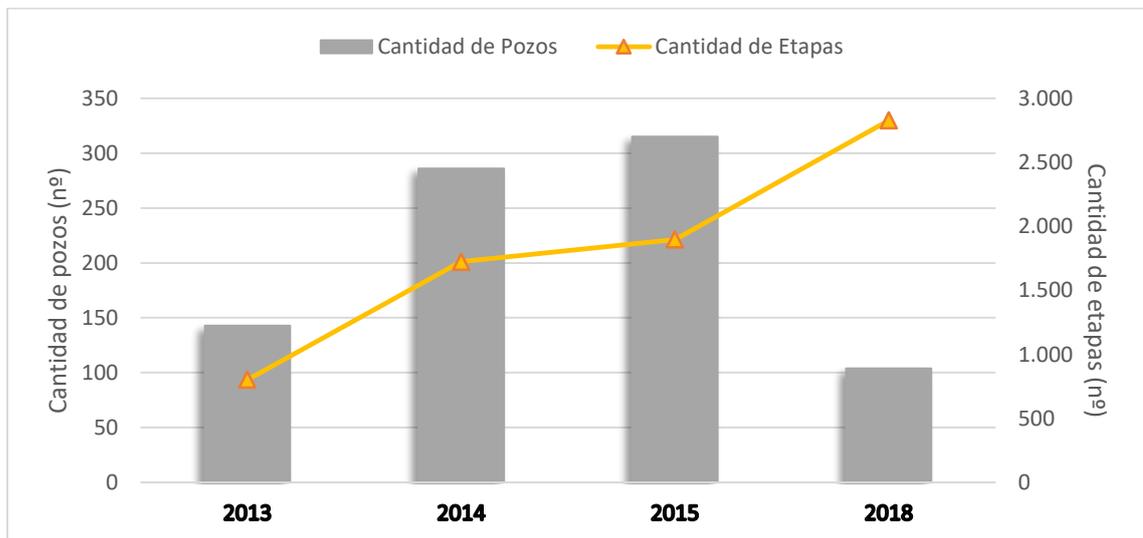
\*Información parcial del año 2018, sin especificar la cantidad de meses involucrados

FH: fracturación hidráulica

S/D: sin datos

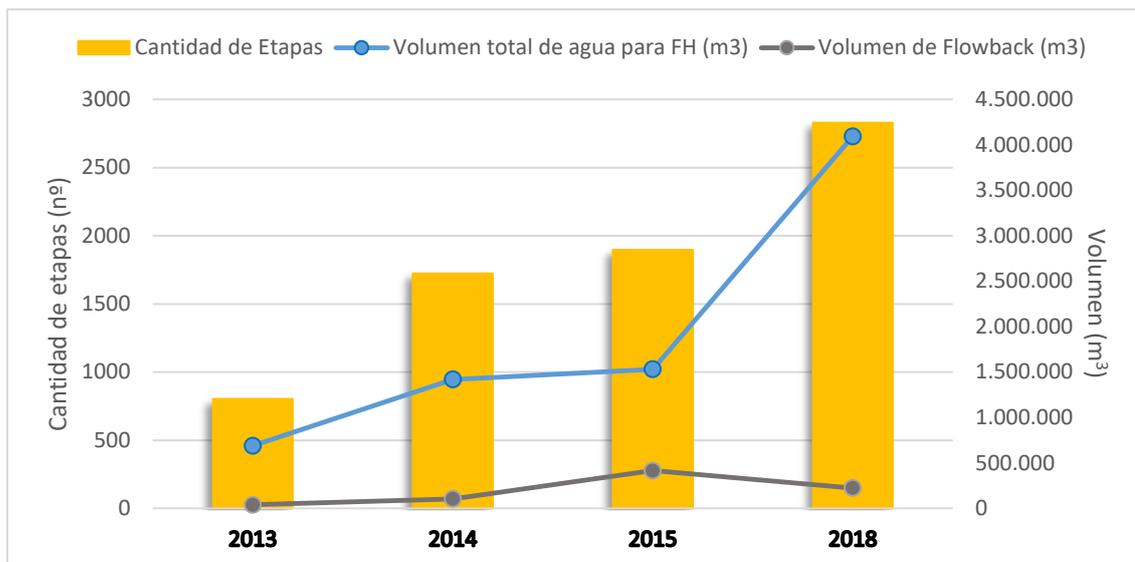
A partir de los datos disponibles, se realizaron diferentes gráficos para visualizar la evolución del consumo de agua y el destino final del agua de retorno.

La figura 10 muestra el incremento en la cantidad de pozos NC ejecutados desde 2013 con un aumento en forma conjunta de la cantidad de etapas de fracturación hasta el año 2015. Sin embargo, en el año 2018, y aún con número parciales, se perforó un tercio de pozos NC en comparación con 2015, pero con un incremento del 50% en la cantidad de etapas de fractura, siendo en realidad el escenario más eficiente para su desarrollo –a partir de un único pozo, realizar la mayor cantidad de etapas de fracturación posible -.



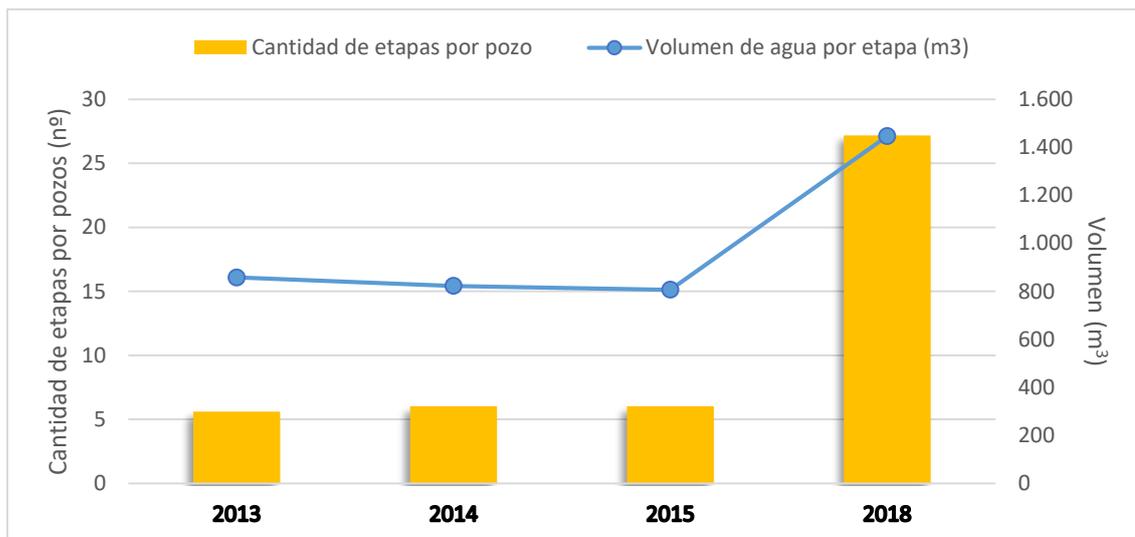
**Figura 10.** Evolución en el tiempo de la cantidad de pozos no convencionales y sus respectivas cantidades de etapas de fracturación hidráulica.

El incremento en la cantidad de etapas de fracturación fue acompañado de un aumento en el volumen de agua necesaria para la ejecución de las fracturas, sin embargo, la inyección de más agua no significó un mayor volumen de agua de retorno o *flowback* (Fig. 11), ya que esta relación no es lineal y depende de múltiples factores como ya fue mencionado en el capítulo 2, inciso 2.1.4.



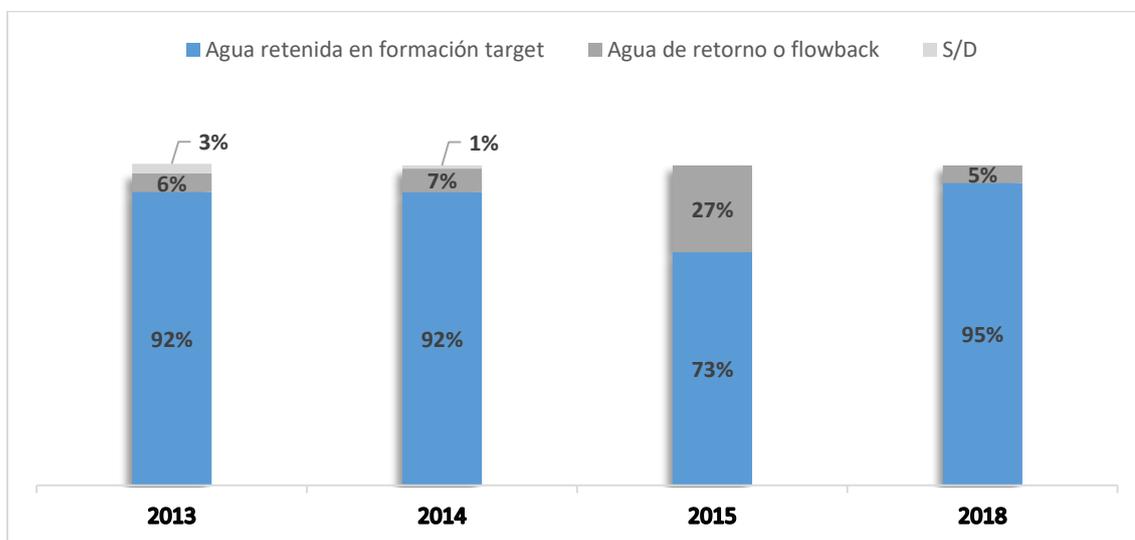
**Figura 11.** Evolución en el tiempo de cantidad etapas de fracturación, volumen de total de agua para fracturación hidráulica (FH) y volumen de agua retorno o *flowback*.

Haciendo una relación directa entre la cantidad de pozos, cantidad de etapas de fractura y volumen de agua utilizado para fracturación hidráulica, y sin que los valores obtenidos a partir de estos cálculos reflejen la realidad ya que sólo se publican los datos totalizados reportados por las empresas, podemos observar en la figura 12 que por cada etapa de fractura entre el año 2013 y 2015 se consumió prácticamente el mismo volumen de agua, alrededor de 800-850 m<sup>3</sup>/etapa, siendo diferente la situación en el año 2018 que se empleó 1.447 m<sup>3</sup>/etapa, con 27 etapas de fractura por pozo. En relación a la hipótesis inicial, los datos reportados para el año 2018, muestran que por etapa de fracturación consumieron menos agua de lo proyectado, sin embargo, se realizaron más cantidad de etapas por pozo. Esta última situación que marca una diferencia con la hipótesis inicial planteada por la Subsecretaría de Recursos Hídricos, fue producto de los avances sobre el conocimiento en el reservorio, migrando de pozos verticales con hasta 10 etapas de fractura hacia el desarrollo de pozos horizontales con un promedio de 30 etapas de fractura, con un consumo promedio de agua de 1.500 m<sup>3</sup>/etapa (Subsecretaría de Recursos Hídricos, 2019).



**Figura 12.** Evolución en el tiempo de la cantidad de etapas de fracturación ejecutadas por cada pozo y el volumen de agua empleado en cada etapa de fracturación hidráulica.

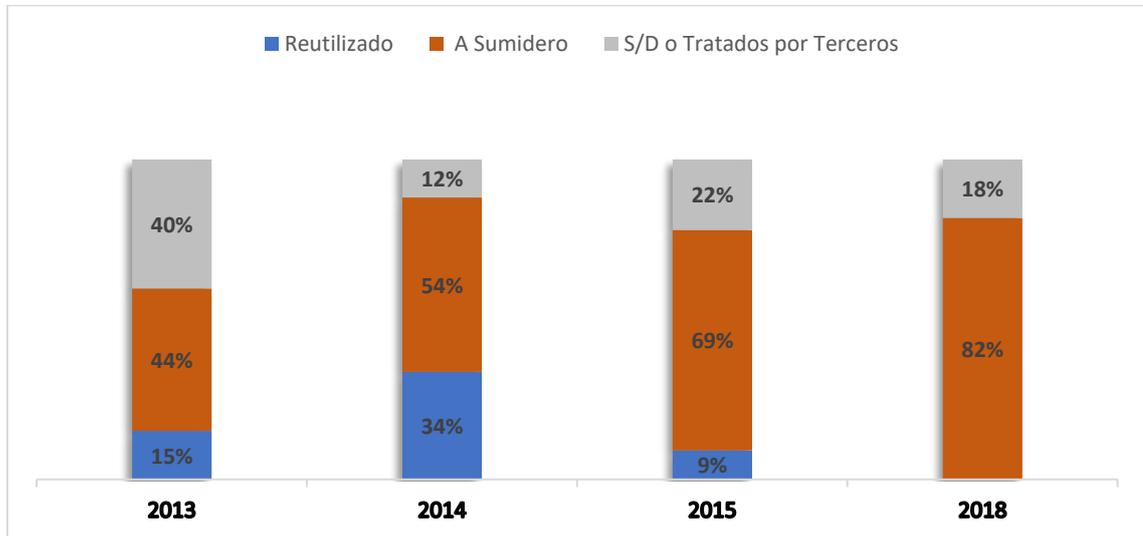
En lo que respecta al agua de retorno, en la figura 13 puede observarse que representa entre el 5% y el 27% del total de agua inyectada, valores que coinciden con los hallados en la bibliografía estadounidense.



**Figura 13.** Porcentaje de agua retenida en formación target y porcentaje de agua de retorno o *flowback* en relación al volumen total de agua inyectada para fracturación hidráulica.

Se observa que el destino de estos volúmenes de agua de retorno para casi todos los años reportados, fue la inyección a pozo sumidero y sólo un pequeño porcentaje, o

0% para los datos disponibles del año 2018, fue reutilizado dentro de la actividad hidrocarburífera (Fig. 14).



**Figura 14.** Destino final del agua de retorno o *flowback*.

Resulta relevante mencionar que existe una lista muy detallada de requisitos que la Subsecretaría de Recursos Hídricos de la provincia evalúa antes de otorgar la autorización de vertido a pozos sumideros, entre ellos podemos mencionar: integridad física del pozo, características geológicas de la unidad receptora y sello geológico, fluido que se pretende inyectar, entre otros (Jornada ARPEL, 2018).

A partir de los datos expuestos, la Subsecretaría de Recursos Hídricos de la Provincia de Neuquén, concluye que en relación a la demanda de agua para fracturación hidráulica se debe: (i) mejorar el sistema de almacenamiento para minimizar potenciales pico de demanda de agua; (ii) utilizar puntos de captación comunes a distintas empresas; (iii) incrementar la tasa de reutilización de agua de retorno para disminuir el consumo de agua fresca. En relación a este último punto plantea la necesidad de disminuir la inyección a pozos sumideros mediante la reutilización de las aguas residuales dentro de la industria petrolera o por terceros (Subsecretaría de Recursos Hídricos, 2019).

## 5. Conclusiones

El presente trabajo ha buscado exponer una de las principales preocupaciones ambientales existente a nivel mundial en relación a los yacimientos NC y su desarrollo a gran escala, el impacto sobre los recursos hídricos, contemplando principalmente el agotamiento de fuentes de agua y la contaminación de ríos y acuíferos producto de la disposición final de los efluentes provenientes del *fracking*.

El análisis de las regulaciones y/o normativas ambientales vigentes en Argentina, y particularmente en la provincia de Neuquén, puso en evidencia que mencionadas herramientas cubren los requisitos para la protección y monitoreo de los recursos hídricos, enmarcadas en una legislación específica aplicada a la industria hidrocarburífera.

No obstante, y a partir de la elaboración de una matriz de aspectos e impactos ambientales dentro del ciclo del agua en la fracturación hidráulica, se concluye que resulta necesario:

- ampliar y/o detallar los contenidos que debe exponer un EAB para la componente hidrosférica, con el objetivo de adquirir datos más robustos que brinden mayor certidumbre frente a posibles escenarios de contaminación y/o estrés hídrico de un área con desarrollo de NC

- incentivar con reglamentaciones o acciones concretas la reutilización del agua de retorno o *flowback* dentro de la industria hidrocarburífera o en otros proyectos productivos, disminuyendo la inyección a pozos sumidero con la consecuente reducción de los riesgos asociados.

## 5.1 Conclusiones sobre la adquisición de agua para fracturación hidráulica

El fluido necesario para generar la fracturación hidráulica de un reservorio NC está constituido en un 99% de agua. Si bien el volumen de fluido necesario depende de múltiples factores (profundidad del pozo, cantidad de etapas de fracturación, etc.), representa una elevada demanda instantánea de agua que debe ser suplida desde cuerpos superficiales o subterráneos.

El análisis de la legislación ambiental aplicable sobre los yacimientos NC en la provincia de Neuquén, muestra la adopción de una política ambiental que acompaña el potencial que posee la cuenca. Este último es el caso del decreto provincial N° 1.483/12, que sienta las pautas fundamentales que regulan el uso y protección de los recursos hídricos en el marco de la exploración y explotación de estos reservorios. No obstante, la revisión de investigaciones en otros lugares del globo, principalmente en las cuencas de Estado Unidos, ponen de manifiesto la necesidad de fortalecer en nuestro país las herramientas de gestión (regulaciones específicas y más estrictas) y la capacidad de las instituciones públicas para avanzar en forma conjunta con el ritmo de desarrollo de este tipo de yacimientos.

El EAB, y particularmente en el caso de la componente hidrosférica, es fundamental para cuantificar la cantidad de agua disponible y conocer su calidad antes de iniciada la actividad. Si bien los términos de referencia para su ejecución, en el caso de la actividad hidrocarburífera están expuestos en la Disposición provincial N° 112/11, los avances en los campos del conocimiento y la tecnología deben acompañar una actualización en las exigencias predeterminadas en una normativa.

## 5.2 Conclusiones sobre la disposición y re-uso de los efluentes líquidos generados por fracturación hidráulica

Los volúmenes de agua de retorno reportados por las operadoras en la provincia de Neuquén se mueven en un rango que oscila entre el 5% al 27% del total de agua inyectada para fracturación hidráulica, valores similares a los hallados en la bibliografía para las cuencas norteamericanas.

Si bien la legislación neuquina a través de su decreto N° 1.483/12 prohíbe el vuelco de estos efluentes a los ríos, exige el tratamiento del 100% del agua de retorno, y establece la declaración jurada de la composición tanto de los fluidos inyectados como del agua que retorna a superficie. El 50% de estos efluentes es dispuesto en pozos sumideros, careciendo de incentivos concretos para promover la reutilización de estos efluentes ya sea en el área energética o en otros proyectos productivos.

Una alternativa a la disposición en pozos sumideros podría ser la conformación de consorcios entre las empresas y las universidades locales que generen proyectos alternativos y disruptivos, que permitan el tratamiento y la reutilización del agua de retorno, por ejemplo, para irrigación. La adquisición de datos, y los avances en la ciencia y la tecnología serán las bases fundamentales para incentivar este camino.

## 5.3 Comentarios finales

Para concluir y a modo de reflexión final, es importante destacar el acompañamiento de las políticas ambientales que la provincia de Neuquén lleva adelante en relación a los recursos hídricos y los NC.

Adoptar como herramienta de gestión ambiental la construcción de una matriz de aspectos e impactos ambientales ordenados en el marco del ciclo del agua dentro de las

actividades de fracturación hidráulica focaliza los esfuerzos para sumar indicadores que ayuden a obtener datos robustos sobre los recursos hídricos. La información así adquirida permitiría proyectar los escenarios futuros de demanda de agua y los volúmenes de efluentes asociados.

Si bien el Plan Quinquenal de la Provincia de Neuquén expone con claridad el potencial que posee la cuenca para el desarrollo de una explotación NC, se requiere de una inversión económica sostenida en el tiempo para aumentar las perforaciones y así aumentar la producción de energía proveniente de este tipo de yacimientos. Este escenario de largo plazo permitiría sustentar proyectos con una visión global del uso de agua y de la emisión de efluentes.

## 6. Referencias bibliográficas

- American Petroleum Institute (API). (2010). *HF2 – Water Management Associated with Hydraulic Fracturing*. Primera Edición.
- Asociación Interamericana para la Defensa del Ambiente (AIDA). (2019). *Prohibiciones y moratorias al fracking: legislación comparada*. Primera edición. Recuperado de <https://aida-americas.org/es/prohibiciones-y-moratorias-al-fracking-legislacion-comparada>
- Bair, E.S., Freeman D.C., & Senko J.M. (2010). *Subsurface Gas Invasion, Bainbridge Township, Geauga County, Ohio*. Expert Panel Technical Report. Submitted to Ohio Department of Natural Resources. Recuperado de <http://www.dnr.state.oh.us/bainbridge/tabid/20484/Default.aspx>
- Blanco, G., Arias, F., Villar Laz, C. & Quiroga, C. (2018). *El Petróleo en Neuquén. 100 años de historia. (1918-2018)*. Recuperado de <https://www.energianequen.gob.ar/organismo/aniversario.html>
- Birdsell, D.T, Rajaram, H., Dempsey, D., & Viswanathan, H.S. (2015). Hydraulic fracturing fluid migration in the subsurface: A review and expanded modeling results. *Water Resources Research Journal*. Vol. 51, Issue 9, pp. 7159-7188.
- Cairney P., Fischer M., & Ingold K. (2015). Hydraulic fracturing policy in the UK: coalition, cooperation and opposition in the face of uncertainty. Recuperado de <https://www.psa.ac.uk/sites/default/files/conference/papers/2015/Cairney%20Fischer%20Ingold%20fracking%20in%20the%20UK%2025%20Feb%202015.pdf>

- Carson, R. (1962). *Silent Spring*. Boston: Houghton Mifflin Company.
- Davey E. (2012). Written Ministerial Statement by Edward Davey: Exploration for shale gas. UK Department of Energy & Climate Change. Recuperado de <https://www.gov.uk/government/speeches/written-ministerial-statement-by-edward-davey-exploration-for-shale-gas>
- Dusseault, M.B., Gray M.N., & Nawrocki P. (2000). Why oilwells leak: Cement behavior and long-term consequences. Presented at SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, November 7-10, 2000, Beijing, China. Recuperado de <https://www.onepetro.org/conferencepaper/SPE-64733-MS>
- Flewelling, S.A., Tymchak, M.P., & Warpinski, N. (2013). Hydraulic fracture height limits and fault interactions in tight oil and gas formations. *Geophysical Research Letters*. Vol. 40, pp. 3602–3606. DOI: 10.1002/grl.50707.
- Freyman, M. & Salmon, R. (2013). Hydraulic Fracturing and Water Stress: Growing Competitive Pressures for Water. CERES: Boston; p 12. Recuperado de <https://www.ceres.org/resources/reports/hydraulic-fracturing-water-stress-growing-competitive-pressures-water>
- Gregory, K.B., Vidic R.D., & Dzombak, D.A. (2011). Water Management Challenges associated with the production of Shale gas by hydraulic fracturing. *Elements*, Vol.7, pp. 181-186. DOI: 10.2113/gselements.7.3.181
- Gobierno de la Provincia de Neuquén. Ministerio de Energía y Recursos Naturales. Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos. Recuperado de [http://hidrocarburos.energianequen.gov.ar/?page\\_id=1674](http://hidrocarburos.energianequen.gov.ar/?page_id=1674)

- Gobierno de la Provincia de Neuquén. Ministerio de Energía y Recursos Naturales. Subsecretaria de Recursos Hídricos. Septiembre, 2019. *Experiencia Argentina. “Gestión del Agua en la Actividad Hidrocarburífera No Convencional”*. Recuperado de <https://www.energianeuenen.gov.ar/adjuntos/20190911/5%20-%20presentacion%20SSRH%20visita%20misi%C3%B3n%20Colombia.pdf>
  
- Ground Water Protection Council (GWPC). (2009). State Oil and Natural Gas Regulations Designed to Protect Water Resources. Prepared for the U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory. Recuperado de [http://www.gwpc.org/sites/default/files/state\\_oil\\_and\\_gas\\_regulations\\_designed\\_to\\_protect\\_water\\_resources\\_0.pdf](http://www.gwpc.org/sites/default/files/state_oil_and_gas_regulations_designed_to_protect_water_resources_0.pdf)
  
- Ground Water Protection Council (GWPC). (2019). Produced Water Report: regulations, current practices, and research needs. Recuperado de <http://www.gwpc.org/producedwater>
  
- Instituto Argentino del Petróleo y el Gas (IAPG). (2013). Práctica Recomendada N° 11. Gestión del agua en la exploración y Explotación de reservorios No convencionales en el área de influencia de la cuenca neuquina. Recuperado de [http://www.iapg.org.ar/web\\_iapg/sectores/practicas/practicas.htm](http://www.iapg.org.ar/web_iapg/sectores/practicas/practicas.htm)
  
- Jackson R.E., Gorody A.W., Mayer B., Roy J.W., Ryan M.C., & Van Stempvoort D.R. (2013). Groundwater Protection and Unconventional Gas Extraction: the critical need for field-based hydrogeological research. *Groundwater*, Vol.51, n°. 4, pp. 488–510. DOI: 10.1111/gwat.12074

- Jornada ARPEL (Asociación Regional de Empresas del Sector de Petróleo, Gas y Biocombustibles de América Latina y el Caribe). Octubre, 2018. Panel: Control de los Recursos Hídricos. “*Gestión del Agua en la Actividad Hidrocarburífera No Convencional*”. Subsecretaria de Recursos Hídricos de la Provincia de Neuquén. Recuperado de <https://www.energianeuenquen.gob.ar/evento/7.pdf>
  
- Journal Officiel de la République Française. (2011). Loi n° 2011-835, du 13 juillet 2011, visant à interdire l’exploration et l’exploitation des mines d’hydrocarbures liquides ou gazeux par fracturation hydraulique et à abroger les permis exclusifs de recherches comportant des projets ayant recours à cette technique. Journal Officiel de la République Française, núm. 162, de 14 de julio de 2011, pp. 12217-12218; corrección de errores (rectificatif) en Journal Officiel de la République Française, núm. 185, de 11 de agosto de 2011, p. 13763. Recuperado de <http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000024361355&categorieLien=id>
  
- McIntosh, J., Hendry, M.J., Ballentine, C.J., Haszeldine, R.S., Mayer, b., Etiope, G., Elsner, M., Darrah, T.H., Prinzhofer, A., Osborn, S., Stalker, L., Kuloyo, O., Lu, Z., Martini, A., & Lollar, B.S. (2018). A critical review of state-of-the-art and emerging approaches to identify fracking-derived gases and associated contaminants in aquifers. *Environmental Science & Technology*. Vol. 53, n° 3, pp. 1063-1077. DOI: 10.1021/acs.est.8b05807
  
- Nicot, J.-P. & Scanlon, B.R. (2012). Water use for Shale-gas production in Texas, U.S. *Environmental Science & Technology*, Vol.46, pp. 3580-3586.

- Organización Internacional de Normalización. (2013). Norma ISO 14031:2013, 3.15.
- Organización Internacional de Normalización. (2015). Norma ISO 14.001:2015, 3.2.2.
- Porter, M.E., David S. Gee, D.S., & Pope, G.J. (2014). America´s Unconventional Energy Opportunity. A win-win plan for the economy, the environment, and a lower-carbon, cleaner-energy future. Harvard Business School /The Boston Consulting Group. Recuperado de <https://www.hbs.edu/competitiveness/Documents/america-unconventional-energy-opportunity.pdf>
- Plan Quinquenal 2019 -2023. Agenda de Futuro 2030. Neuquén. Versión 1.5. Recuperado de <https://www.neuqueninforma.gob.ar/wp-content/uploads/2019/03/Plan-Quinquenal.pdf>
- Prieto, D. & Puente, S. (2016). Gestión Hídrica en explotaciones hidrocarburíferas no convencionales. Trabajo Final Integrador. Especialización de producción de petróleo y gas. ITBA.
- Rahm, B. G. & Riha, S. J. (2012). Toward strategic management of shale gas development: Regional, collective impacts on water resources. *Environmental Science & Policy*, Vol. 17, pp. 12–23. DOI:10.1016/j.envsci.2011.12.004
- Scanlon, B.R, Ikonnikova, S., Yang, Q., & Reedy, R.C. (2020). Will Water Issues Constrain Oil and Gas Production in the United States? *Environmental Science & Technology*. Vol. 54, pp. 3510-3519. DOI: 10.1021/acs.est.9b06390

- U.S. Energy Information Administration. (2013). Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formation in 41 countries outside the united states. U.S. Department of Energy, Washington, DC, p. 1-7.  
Recuperado de <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>
- U.S. Environmental Protection Agency (U.S. EPA). (2015m). Review of state and industry spill data: characterization of hydraulic fracturing-related spills [EPA Report]. (EPA/601/R-14/001). Washington, D.C.: U.S. Environmental Protection Agency, Office of Research and Development. Recuperado de <http://www2.epa.gov/hfstudy/review-state-and-industry-spill-data-characterization-hydraulic-fracturing-related-spills-1>
- U.S. Environmental Protection Agency (U.S. EPA). (2015n). Review of well operator files for hydraulically fractured oil and gas production wells: Well design and construction [EPA Report]. (EPA/601/R-14/002). Washington, D.C.: U.S. Environmental Protection Agency, Office of Research and Development. Recuperado de <http://www2.epa.gov/hfstudy/review-well-operatorfiles-hydraulically-fractured-oil-and-gas-production-wells-well-design>
- U.S. Environmental Protection Agency (U.S. EPA). (2016). Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States [EPA Final Report]. (EPA/600/ R-16/236Fa). Washington, D.C.: U.S. Environmental Protection Agency, Office of Research and Development.

- Veil, J. (2015). U.S. Produced water volumes and management practices in 2012. Prepared for the Ground Water Protection Council. Recuperado de [http://www.veilenvironmental.com/publications/pw/prod\\_water\\_volume\\_2012.pdf](http://www.veilenvironmental.com/publications/pw/prod_water_volume_2012.pdf)
- Vengosh, A., Jackson, R.B., Warner, N., Darrah, T.H., & Kondash, A. (2014). A Critical Review of the Risks to Water Resources from Unconventional Shale Gas Development and Hydraulic Fracturing in the United States. *Environmental Science & Technology*, Vol. 48, pp. 8334–8348.
- Warner, N.R., Christie, C.A., Jackson, R.B., & Vengosh, A. (2013). Impacts of shale gas wastewater disposal on water quality in western Pennsylvania. *Environmental Science & Technology*. Vol. 47 (20), pp. 11849–11857. DOI: 10.1021/es402165b

## 7. Anexos

### 7.1 Anexo A: Glosario

-**Acuífero:** formación geológica capaz de almacenar y ceder agua.

-**Agua de formación:** agua atrapada en las formaciones geológicas. Como ha estado en contacto con el reservorio por largo tiempo, ha alcanzado un equilibrio físico-químico de minerales y de gases disueltos a la presión y temperatura del mismo.

-**Agua producida:** es el agua de formación más el agua que se pudo haber inyectado en procesos de estimulación o de recuperación asistida y que es traída a superficie cuando se produce gas y/o petróleo. No existe definición estricta de cuando el fluido de retorno (*flowback*) cambia de denominación a agua producida ya que los mismos coexisten como una mezcla.

-**Cuenca petrolífera:** son zonas que han sido geológicamente favorables para la formación y acumulación de hidrocarburos.

-**Fluido de retorno/Agua de retorno:** (en inglés: *Flowback*) es el fluido que retorna, inmediatamente luego de fracturar, cuando el pozo es puesto a fluir. Está constituido por el agua inyectada más los retornos de tapones rotados, cemento, agente sostén y fluido de fractura degradado.

-**Formación target:** formación geológica objetivo de explotación.

-**Gas en Lutitas:** (en inglés: *Shale Gas*) gas natural que se encuentra alojado en depósitos de lutitas.

-**Isótopos:** son átomos cuyos núcleos atómicos tienen el mismo número de protones pero diferente número de neutrones.

**-Petróleo en Lutitas:** (en inglés: *Shale oil*) petróleo que se encuentra alojado en depósitos de lutitas.

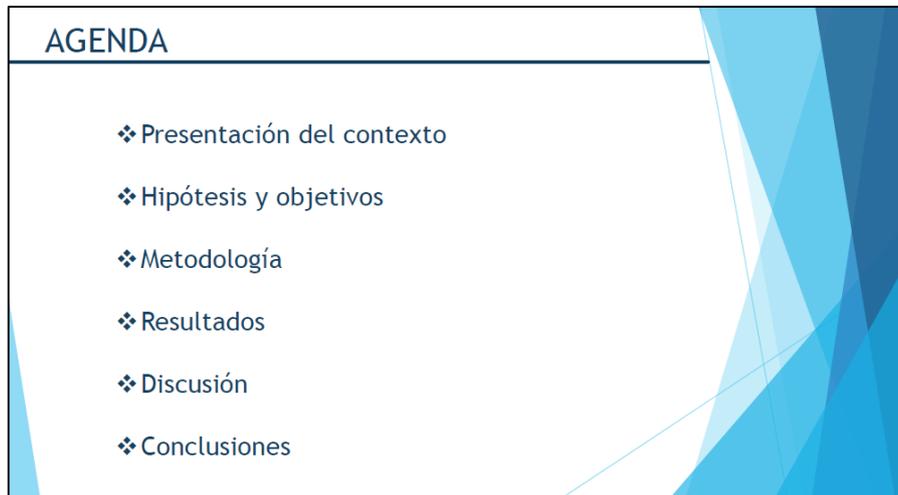
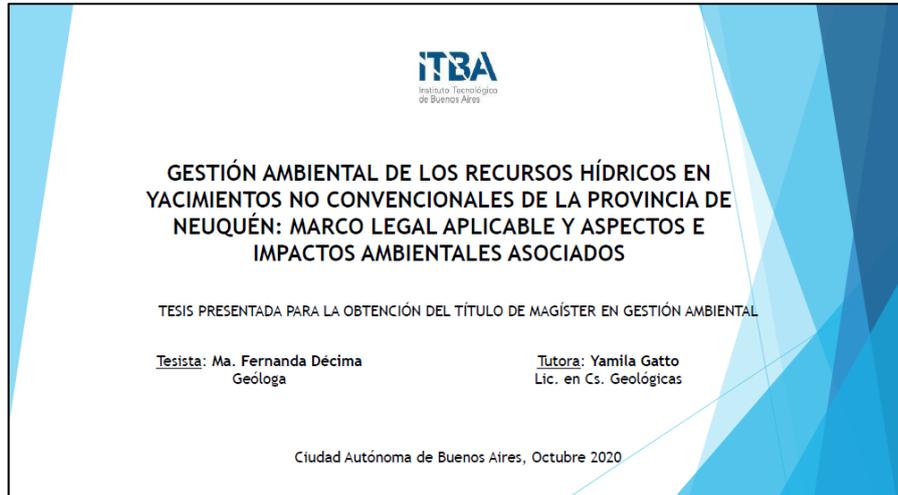
**-Pozos direccionales o perforaciones direccionales:** la desviación intencional de un pozo respecto del trayecto que adoptaría naturalmente.

**-Pozo sumidero:** instalación destinada a inyectar agua residual, en formaciones que poseen las condiciones de entrapamiento estructural y de roca sello, que garantizan la estanqueidad de los fluidos, imposibilitando su vinculación con las aguas subterráneas dulces.

**-Reservorios No Convencionales:** unidad rocosa o formación geológica del subsuelo que contiene al petróleo o gas natural.

**-Yacimientos No Convencionales:** se refieren a petróleo y / o gas alojado en formaciones de muy baja permeabilidad que requieren de fracturación hidráulica. Agrupa uno o más reservorios agrupados o relacionados entre sí.

## 7.2 Anexo B: Presentación elaborada para defensa de la tesis

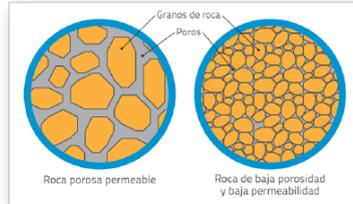


## YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Los yacimientos NC se definen como aquellos recursos, petróleo y/o gas, alojados en rocas o formaciones geológicas de muy baja permeabilidad.

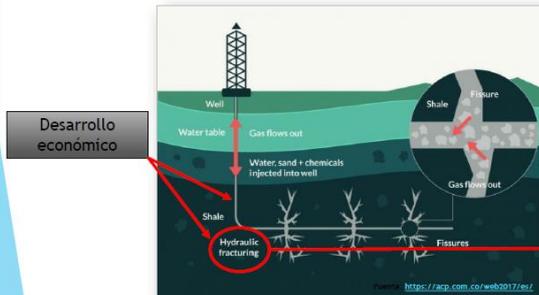
Según el reservorio que los aloja reciben diferentes denominaciones (IAPG, 2013):

- Gas de arenisca compacta (*Tight Gas Sands*).
- Petróleo en rocas de baja permeabilidad (*Tight Oil*).
- Gas o petróleo en Pelitas o Lutitas (*Shale Gas o Shale Oil*).



## DESARROLLO YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

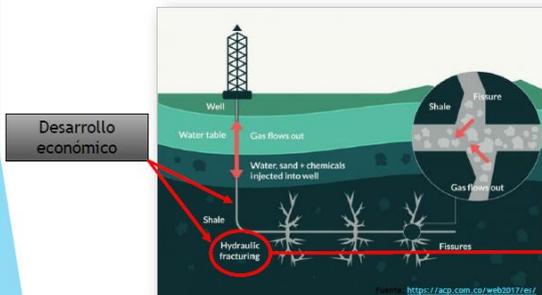
La recuperación de volúmenes económicamente rentables de gas o petróleo desde este tipo de rocas se ha visto impulsado por el avance de las perforaciones direccionales y por la aplicación de técnicas tales como la fracturación hidráulica o *fracking*.



Introducción de fluidos acuosos dentro del pozo a una presión mayor a la que se encuentra la roca reservorio. El stress inducido crea fisuras y espacios interconectados que aumenta la permeabilidad de la roca y permite que el gas y/o petróleo fluyan hacia la superficie

## DESARROLLO YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

La recuperación de volúmenes económicamente rentables de gas o petróleo desde este tipo de rocas se ha visto impulsado por el avance de las perforaciones direccionales y por la aplicación de técnicas tales como la fracturación hidráulica o *fracking*.



AGOTAMIENTO Y/O DETERIORO DE UN RECURSO NATURAL Y VITAL COMO EL AGUA



DEBATE AMBIENTAL

99% AGUA

Fluidos Acuosos

1% Agente sostén + aditivos químicos





## HIPÓTESIS Y OBJETIVOS

## OBJETIVOS

### HIPÓTESIS

La Legislación existente en la Provincia de Neuquén es suficiente o no para la gestión de los aspectos e impactos ambientales en materia de recursos hídricos en el ámbito de desarrollo de los Yacimientos No Convencionales

- Identificar las exigencias enmarcadas en la legislación Nacional y de la provincia de Neuquén cuyo objetivo es la protección del recurso hídrico en el ámbito de los No Convencionales.
- Analizar los antecedentes en materia de recursos de agua y fracturación hidráulica a nivel mundial
- Elaborar una matriz de aspectos e impactos ambientales de los recursos hídricos aplicable a No Convencionales
- Evaluar, a partir de la matriz elaborada, el estado de actualización de las normas aplicables, justificando o no la incorporación de nuevas exigencias

## METODOLOGÍA

## CONSTRUCCIÓN DE LA MATRIZ DE ASPECTOS E IMPACTOS AMBIENTALES

1. Identificación de las cinco etapas del ciclo del agua para fracturación de hidráulica para los proyectos de hidrocarburos no convencionales
2. Definición para cada una de las etapas de las actividades, productos y/o servicio asociados
3. Identificación de los aspectos e impactos ambientales para cada una las de actividades, productos y/o servicios
4. Análisis de la Normativa legal vigente asociada a cada uno de los aspectos e impactos ambientales
5. Definición de indicadores

## RESULTADOS



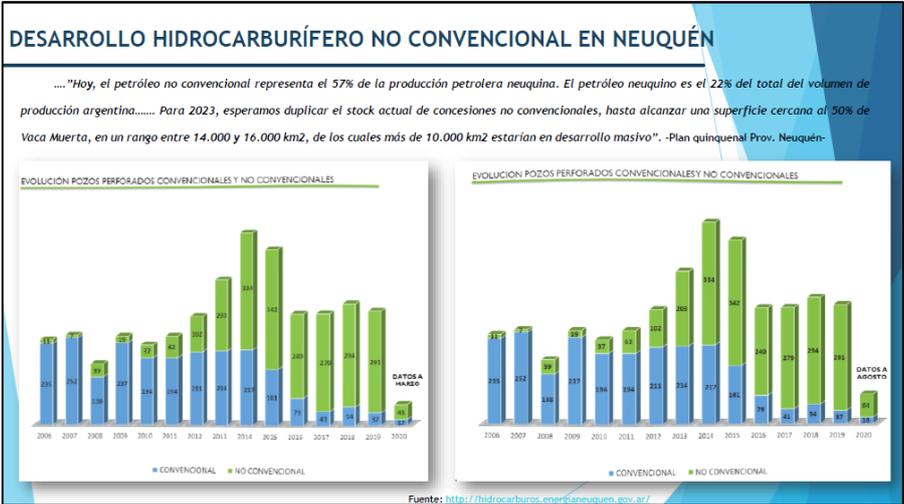
## MATRIZ DE ASPECTOS E IMPACTOS AMBIENTALES DEL RECURSO HÍDRICO ASOCIADO AL DESARROLLO DE POZOS NO CONVENCIONALES

--

ETAPA DEL CICLO DE AGUA EN FRACTURACIÓN HIDRÁULICA (definido por U.S. EPA, 2016)	ACTIVIDAD, PRODUCTO Y/O SERVICIO	Tipo de Operación	Tipo de Impacto	ASPECTO AMBIENTAL	IMPACTO AMBIENTAL	NORMATIVA APLICABLE	BARRERAS EXISTENTES	INDICADORES
 ADQUISICIÓN DE AGUA	Abastecimiento de agua superficial	Normal	Directo	CONSUMO RECURSO (Volumen y calidad de agua demandado)	Agotamiento recurso	Ley Provincial Nº 899, Artículo 7 inciso e. Ley Provincial Nº 1875, Decreto IP 2656/99. Ley Provincial Nº 2600, Decreto IP 1905/09, Disposición IP 112/11. Decreto IP 1483/12, Anexo I Artículo 4 inciso d. Decreto IP 1483/12, Anexo I Artículo 7.	Mayor % de re-utilización de agua de retorno, para disminuir demanda de fuentes naturales	<u>Consumo de agua:</u> 1-Volumen entrado del curso de agua vs volumen autorizado 1-Volumen de agua consumida por pozo 2-Intensidad de uso de agua (uso de agua dividido por la longitud del intervalo productivo lateral) <u>Calidad de agua:</u> 1-Monitoreo semestral de parámetros en punto de captación vs parámetros exigidos en legislación vigente
	Abastecimiento de agua subterránea	Normal	Directo	CONSUMO RECURSO (Volumen y calidad de agua demandado)	Agotamiento recurso	Ley Provincial Nº 899, Artículo 7 inciso e. Ley Provincial Nº 1875, Decreto IP 2656/99. Ley Provincial Nº 2600, Decreto IP 1905/09, Disposición IP 112/11. Decreto IP 1483/12, Anexo I Artículo 4 inciso d. Decreto IP 1483/12, Anexo I Artículo 7. Decreto IP 1483/12, Anexo I Artículo 9.	Mayor % de re-utilización de agua de retorno, para disminuir demanda de fuentes naturales	<u>Consumo de agua:</u> 1-Volumen de agua consumida por pozo 2-Intensidad de uso de agua (uso de agua dividido por la longitud del intervalo productivo lateral) 3-Volumen bombeado diario vs volumen autorizado <u>Calidad de agua:</u> 1-Monitoreo semestral de parámetros en punto de captación vs parámetros exigidos en legislación vigente
	Piletas de almacenamiento de agua (PT)	Normal	Directo	CONSUMO RECURSO	Afectación de cuerpos de agua superficiales y subterráneos	Ley Provincial Nº 2600, Decreto IP 1905/09.	Membrana Impermeable	Medición de altura del pelo de agua en la piletta

ETAPA DEL CICLO DE AGUA EN FRACTURACIÓN HIDRÁULICA (definido por U.S. EPA, 2016)	ACTIVIDAD, PRODUCTO Y/O SERVICIO	ASPECTO AMBIENTAL	IMPACTO AMBIENTAL	NORMATIVA APLICABLE	BARRERAS EXISTENTES	INDICADORES
 MEZCLA QUÍMICA	Almacenamiento productos químicos	Derrame de productos químicos	Afectación de cuerpos de agua	Ley Nacional Nº 24051, Decreto IP 831/93. Resolución Nacional SE 24/04, Resolución IESC 043/15, Incidentes Ambientales.	Bateas de contención	Inventario de productos químicos
	Preparación fluido fractura	Derrame de fluidos de estimulación	Afectación de cuerpos de agua	Ley Nacional Nº 24051, Decreto IP 831/93. Decreto 1483/12, Anexo I Artículo 4 inciso b.	Integridad de equipos (bombas, juntas, cañerías)	Check list de químicos utilizados y sus respectivos volúmenes para la mezcla
 INYECCIÓN AL POZO	Inyección y movimiento de fluidos	Inyección fluidos en capas no productivas por falla de integridad	Afectación de acuíferos	Ley Provincial Nº1875, Decreto IP2656/99, Capítulo VI Artículo 27.	Integridad mecánica del pozo	1-Volumen de fluidos inyectados 2-Monitoreo de presión de inyección 3-Determinación de trazadores isotópicos en pozos de monitoreo
	Inyección y movimiento de fluidos	Migración de fluidos hacia pozos antiguos cercanos abandonados	Afectación de acuíferos	Resolución Nacional SE 5/95. Ley Provincial Nº 1875, Anexo VII Artículo 61.	Integridad mecánica del pozo	Monitoreo de presión

ETAPA DEL CICLO DE AGUA EN FRACTURACIÓN HIDRÁULICA (definido por U.S. EPA, 2016)	ACTIVIDAD, PRODUCTO Y/O SERVICIO	Tipo de Operación	Tipo de Impacto	ASPECTO AMBIENTAL	IMPACTO AMBIENTAL	NORMATIVA APLICABLE	BARRERAS EXISTENTES	INDICADORES
 MANEJO DEL AGUA PRODUCTIVA	Recolección y gestión agua retorno (flowback)	Normal	Directo	Derrame efluentes líquidos	Afectación de cuerpos de agua	Decreto IP 1483/12, Anexo I Artículo 4 inciso a. Decreto IP 1483/12, Anexo I Artículo 11. Decreto IP 1483/12, Anexo I Artículo 14	Integridad de equipos (bombas, juntas, cañerías)	Volumen de agua de retorno/volumen de agua inyectada
	Re-utilización fractura hidráulica	Normal	Directo	Inyección fluidos en capas no productivas por falla de integridad	Afectación de cuerpos de agua	Decreto IP 1483/12, Anexo I Artículo 10	Integridad mecánica del pozo	1-Volumen de agua tratada/volumen de agua de retorno 2-Volumen de agua re-utilizada fracturing/volumen de agua de retorno
 DISPOSICIÓN Y RE-USO DE LOS EFLUENTES LÍQUIDOS	Re-inyección a pozos sumideros	Normal	Directo	Inyección fluidos en capas no productivas por falla de integridad	Afectación de acuíferos	Disposición Provincial IP 29/12, Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos. Decreto IP 1483/2012, Anexo I Artículo 10	Integridad mecánica del pozo	Volumen de agua re-inyectado sumidero/volumen de agua producida



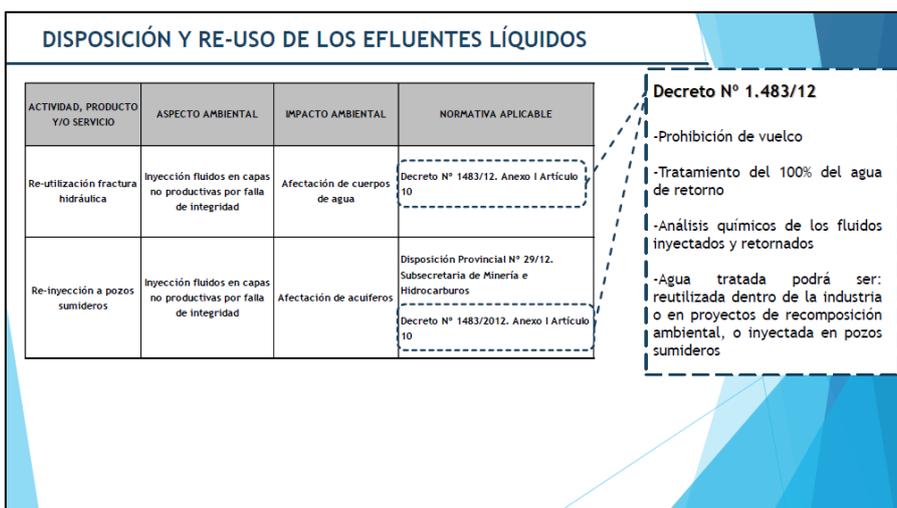
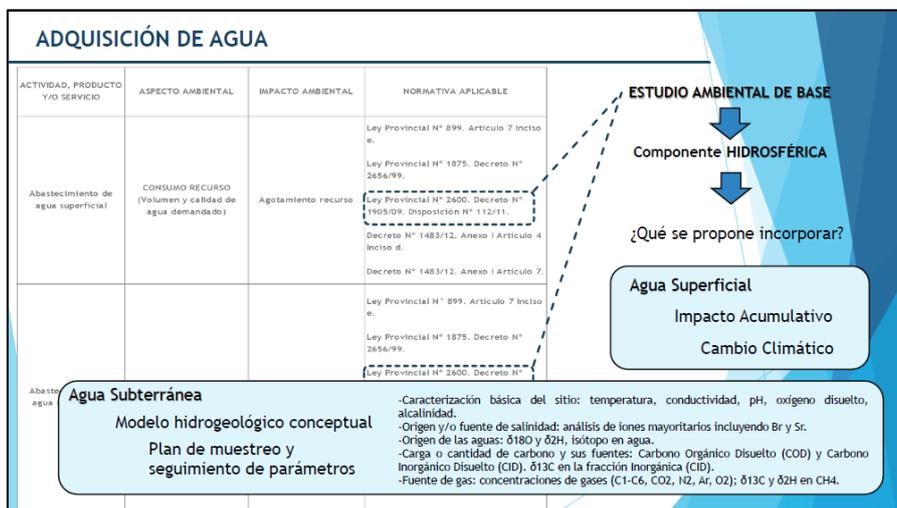
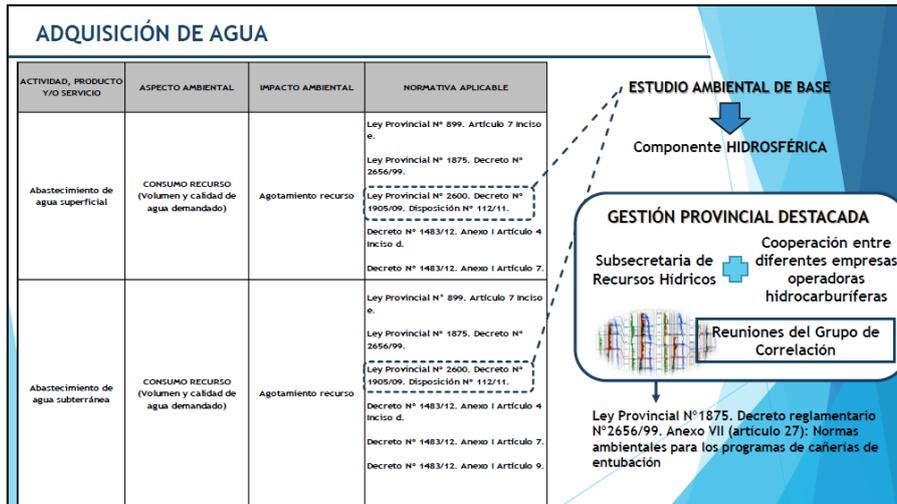
## FOCOS DEL DEBATE AMBIENTAL Y PREOCUPACIONES DE LA COMUNIDAD

### ADQUISICIÓN DE AGUA

- ❖ Volumen de agua necesario
- ❖ Stress hídrico
- ❖ Agotamiento del recurso

### DISPOSICIÓN Y RE-USO DE EFLUENTES LÍQUIDOS

- ❖ Tratamiento inadecuado o insuficiente
- ❖ Contaminación de ríos y acuíferos



## DISPOSICIÓN Y RE-USO DE LOS EFLUENTES LÍQUIDOS

ACTIVIDAD, PRODUCTO Y/O SERVICIO	ASPECTO AMBIENTAL	IMPACTO AMBIENTAL	NORMATIVA APLICABLE
Re-utilización fractura hidráulica	Inyección fluidos en capas no productivas por falla de integridad	Afectación de cuerpos de agua	Decreto N° 1483/12. Anexo I Artículo 10
Re-inyección a pozos sumideros	Inyección fluidos en capas no productivas por falla de integridad	Afectación de acuíferos	Disposición Provincial N° 29/12. Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos Decreto N° 1483/2012. Anexo I Artículo 10

### Decreto N° 1.483/12

- Prohibición de vuelco
- Tratamiento del 100% del agua de retorno
- Análisis químicos de los fluidos inyectados y retornados
- Agua tratada podrá ser: reutilizada dentro de la industria o en proyectos de recomposición ambiental, o inyectada en pozos sumideros

¿Qué se propone incorporar?

Promover proyectos/alianzas públicos-privados

Reutilización del agua producida →

“Apta para el propósito”

“Decisión basada en riesgos”

## CONCLUSIONES



## CONCLUSIONES

- El análisis de las regulaciones y/o normativas ambientales vigentes en Argentina, y particularmente en la provincia de Neuquén, puso en evidencia que mencionadas herramientas cubren los requisitos para la protección y monitoreo de los recursos hídricos, enmarcadas en una legislación específica aplicada a la industria hidrocarburífera.
- No obstante, y a partir de la elaboración de una matriz de aspectos e impactos ambientales dentro del ciclo del agua en la fracturación hidráulica, se concluye que resulta necesario:
  - Ampliar y/o detallar los contenidos que debe exponer un EAB para la componente hidrosférica, con el objetivo de adquirir datos más robustos que brinden mayor certidumbre frente a posibles escenarios de contaminación y/o stress hídrico de un área con desarrollo de NC
  - Incentivar con reglamentaciones o acciones concretas la reutilización del agua de retorno o *flowback* dentro de la industria o en otros proyectos productivos, disminuyendo la inyección a pozos sumidero con la consecuente disminución de los riesgos asociados a esta tarea.

GRACIAS

