



Instituto Tecnológico Buenos Aires  
Especialización de producción de petróleo y gas

Trabajo final integrador

## **Gestión hídrica en explotaciones hidrocarburíferas no convencionales**

**Ing. Diego Prieto**

**Ing. Sol Puente**

**Tutor: Ing. Julio Shiratori**

SEPTIEMBRE 2016

**Sol Puente** se desempeña como Ingeniera Ambiental Semi Senior en Transportadora de Gas del Sur S.A. Es responsable por la mejora del desempeño ambiental de plantas industriales de compresión y procesamiento de gas natural. Se graduó de la carrera de Ingeniería Ambiental de la Pontificia Universidad Católica Argentina y cuenta con cinco años de experiencia en el rubro energético, dentro de los que también realizó trabajos de consultoría ambiental para empresas de la industria de oil & gas.

Contacto:

[sol\\_puente@yahoo.com](mailto:sol_puente@yahoo.com)

[www.linkedin.com/in/solpuente](http://www.linkedin.com/in/solpuente)

**Diego Prieto** se desempeña como Ingeniero de Proyectos Senior en Total Austral S.A. Es responsable de proyectos de construcción para áreas de explotación de la Cuenca Austral. Se graduó de la carrera de Ingeniería Industrial en la Universidad Argentina de la Empresa y tiene veinte años de experiencia en la industria de oil & gas.

Contacto:

[diegoprieto@yahoo.com](mailto:diegoprieto@yahoo.com)

[www.linkedin.com/in/diego-martin-prieto-44467b9](http://www.linkedin.com/in/diego-martin-prieto-44467b9)

## INDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>4</b>
<b>2. DEMANDA DE RECURSOS HÍDRICOS.....</b>	<b>5</b>
2.1. USOS MAYORITARIOS.....	5
2.1.1. Obras civiles .....	5
2.1.2. Perforación.....	5
2.1.3. Estimulación hidráulica.....	7
2.2. CUANTIFICACIÓN POR ETAPA DE PROYECTO .....	8
2.2.1. Valores estadísticos en fracturas .....	10
2.3. REQUERIMIENTOS DE CALIDAD .....	11
2.4. FUENTES .....	12
<b>3. EFLUENTES GENERADOS .....</b>	<b>14</b>
3.1. CORRIENTES.....	14
3.2. CUANTIFICACIÓN.....	15
3.3. CARACTERIZACIÓN.....	15
3.3.1. Flowback.....	15
3.3.2. Agua de producción .....	18
<b>4. GESTIÓN DE LOS EFLUENTES.....</b>	<b>20</b>
4.1. PRÁCTICAS HABITUALES.....	20
4.1.1. Plantas de tratamiento de agua.....	21
4.1.2. Inyección a formación .....	22
4.1.3. Reutilización.....	23
4.2. LIMITACIONES.....	23
4.2.1. Limitaciones técnicas .....	23
4.2.2. Regulaciones vigentes .....	26
<b>5. PROPUESTA: REUTILIZACIÓN DE EFLUENTES.....</b>	<b>30</b>
5.1. ALTERNATIVAS Y REQUISITOS .....	30
5.1.1. Fluidos de fractura .....	31
5.1.2. Otros .....	32
5.2. TRATAMIENTO DE EFLUENTES.....	34
5.2.1. Tecnologías de desalinización .....	35
5.3. CONSIDERACIONES ECONÓMICAS .....	38
<b>6. CONCLUSIONES .....</b>	<b>39</b>
<b>7. BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>40</b>

## **1. INTRODUCCIÓN**

El inicio de la explotación hidrocarburífera no convencional despertó inquietudes ambientales y sociales. Entre ellas, la gestión de los recursos hídricos cobró relevancia dada la dependencia de la actividad con ellos.

El objeto del presente informe es describir los usos y requerimientos de recursos hídricos que presenta la actividad hidrocarburífera no convencional, los efluentes que genera y su gestión. Luego se buscará proponer acciones que tiendan al uso eficiente de los mismos, sin ignorar los desafíos y limitaciones existentes en la materia.

## **2. DEMANDA DE RECURSOS HÍDRICOS**

El agua es un insumo indispensable en todo proyecto de explotación hidrocarburífera. Los usos que se le da son diversos y con requerimientos variables. En particular, la explotación de hidrocarburos no convencionales aumenta significativamente las necesidades de suministro por las fracturas hidráulicas implícitas.

A continuación se identificarán y describirán las necesidades de agua por etapa de proyecto de explotación de hidrocarburos no convencionales, tanto en lo relativo a cantidad como a calidad.

### **2.1. USOS MAYORITARIOS**

#### **2.1.1. Obras civiles**

Durante la etapa inicial de todo proyecto de explotación de hidrocarburos (convencionales o no), son necesarias ciertas obras civiles. Básicamente se requiere la construcción de caminos y locaciones donde se perforará el/los pozo(s). Eventualmente también resulta necesario la construcción de baterías y plantas de tratamiento donde se recibirá y acondicionará la producción.

Estas obras suponen, en primera instancia, nivelar y compactar el terreno. La compactación se realiza con el objeto de aumentar la resistencia del terreno, a fin de que soporte de modo seguro los equipos bajo las condiciones de esfuerzo a las que se lo someterán. En este sentido, la compactación es un proceso mecánico que requiere cierto suministro de agua.

#### **2.1.2. Perforación**

Por otra parte, durante la perforación propiamente dicha se suele utilizar agua para la elaboración de los fluidos de perforación (o "lodos") y de cementos. El agua constituye la base sobre la que se agregan sustancias para lograr los objetivos específicos de estos fluidos.

##### **Fluidos de perforación**

En primer lugar, los fluidos de perforación son fundamentales para controlar las presiones de formación, circular hacia la superficie los recortes del terreno que genera el trépano, sellar las formaciones permeables y enfriar y lubricar tanto al trépano como a la columna de perforación. También permiten mantener los recortes en suspensión ante la interrupción del bombeo, conservar la estabilidad del pozo y transmitir potencia hidráulica a los motores de fondo y al trépano. Estas funciones son satisfechas por el control de características físicas del fluido, como la viscosidad, la densidad y la tixotropía.

Si bien existen fluidos de perforación líquidos, gaseosos y mezcla de ambos y que dentro de los fluidos líquidos existen lodos base petróleo, se considera que cerca del 85% de los lodos utilizados son de base agua. Las características buscadas se obtienen mediante el agregado de sustancias específicas.

Particularmente, la viscosidad y tixotropía suelen ser controladas por arcillas como la bentonita o polímeros de distinto tipo; y la densidad, por sólidos no reactivos de alto peso específico

como la baritina (sulfato de bario,  $BaSO_4$ ). Asimismo, es posible el agregado de aditivos minoritarios que modifiquen características como el filtrado, la calidad del revoque y la lubricidad.

Si bien los lodos son tratados en superficie y reutilizados continuamente durante la perforación, existe cierto consumo de agua por filtrado hacia las formaciones, pérdidas con los recortes de formación y en procesos de circulación, así como también por evaporación en los tanques de preparado.

### Cementos

Por su parte, los cementos son necesarios para proveer aislación hidráulica entre las formaciones atravesadas, proveer sustentación a las cañerías, protegerlas de esfuerzos de formaciones tectónicamente activas y prevenir su corrosión.

Los mismos constituyen mezclas de agua, cemento y aditivos. Entre los componentes mayoritarios del cemento se encuentran el silicato tricálcico (alita,  $3CaO.SiO_2$ ), silicato dicálcico (belita,  $2CaO.SiO_2$ ), aluminato tricálcico (celita,  $3CaO.Al_2O_3$ ) y ferroaluminato tetracálcico ( $4CaO.Al_2F_2O_3$ ), que le proveen distintas características de tiempo de fragüe, resistencia y liberación del calor. Además, se utilizan aditivos para controlar propiedades físicas de la lechada como tiempos de bombeo, densidad, control de filtrado, reología, desarrollo de resistencia compresiva, expansión, ductilidad, control de migración de gas, etc. A continuación se indican los aditivos más habituales.

**Tabla 1.** Aditivos habituales en la mezcla de cementos.

Propiedad física a controlar	Función	Aditivo habitual
Tiempo de bombeo	Aceleradores de fragüe	Cloruro de calcio ( $CaCl_2$ )
	Retardadores de fragüe	Lignosulfonatos Polímeros sintéticos
Densidad	Alivianadores	Bentonita Metasilicato anhidro de sodio Esferas de material inorgánico Nitrógeno gaseoso
	Densificantes	Baritina (sulfato de bario, $BaSO_4$ ) Hematita (óxido férrico, $Fe_2O_3$ ) Arena
Control de filtrado	Reductor de filtrado	Polímeros sintéticos Derivados de la celulosa Sistemas de látex
Resistencia compresiva	Estabilizadores de la resistencia	Sílica

### 2.1.3. Estimulación hidráulica

Si bien la fractura es una técnica de estimulación hidráulica extendida en la explotación de hidrocarburos convencionales, es una etapa fundamental en la de no convencionales. Consiste en inyectar un fluido de fractura a presión a fin de generar fisuras en la formación y aumentar su permeabilidad.

Los fluidos de fractura están constituidos principalmente por una mezcla de agua, agente sostén y algunos productos químicos. El agente sostén puede ser arena natural o material cerámico de granulometría controlada, en suspensión en concentraciones de entre 6 y 10%<sub>p/v</sub>. Los productos químicos por su parte, constituyen entre el 1 y el 2% de la mezcla total y pueden consistir en sustancias gelificantes, reductores de fricción, ruptores de geles, bactericidas, estabilizadores de pH, surfactantes y estabilizadores de arcillas, entre otros.

A continuación se presentan aditivos habituales que se utilizan en los fluidos de fractura. La cantidad de productos utilizados varía en cada caso. De acuerdo a datos publicados por la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (en adelante “EPA”, por sus siglas en inglés) se estima que en EEUU se utilizan en promedio 14 productos químicos aditivos por pozo<sup>1</sup>.

**Tabla 2.** Aditivos habituales en fluidos de fractura.

<b>Función</b>	<b>Aditivos habituales</b>	<b>Comentarios</b>
Acidificante	Ácido clorhídrico (HCl)	No es un aditivo en sí, sino que se inyecta al inicio de la operación para facilitar la fractura posterior. Este ácido se gasta y no retorna vivo a superficie.
Ruptor de fricción	Poliacrilamida Perborato de sodio tetra hidrato	Reduce la fricción entre el fluido de fractura y el tubing.  La poliacrilamida es polímero de alto peso molecular de C, H, O y N. No se descompone en monómeros tóxicos en un rango de temperatura de 65°C a 120°C.
Surfactante	Isopropanol Metanol Etanol Extracto cítrico Poli (oxy-1,2-ethaneduyl), $\alpha$ (4-nlnylphenyl), $\Omega$ hydroxyl ramificado Naftaleno 1,2,4 trimetil benceno Nafta de petróleo aromático pesado	Modifica la tensión interfasial a fin de prevenir la formación de emulsiones.
Gelificante	Goma guar Gasoil	Provee la viscosidad necesaria para transportar el agente sostén.
Inhibidor de	Metanol	-

<sup>1</sup> EPA (2015), “Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources”.

<b>Función</b>	<b>Aditivos habituales</b>	<b>Comentarios</b>
corrosión	Aldehído Isopropanol Cloruro de 1-bensilisoquinolinio	
Biocida	Glutaraldehído	Amina cuaternaria que controla el crecimiento de microbios que destruyen el gelificado del fluido.
Inhibidor de incrustaciones	Polímeros	Evita la formación de incrustaciones.
Inhibidor de arcillas	Cloruro de potasio Cloruro hidroximetilamonio	-
Buffer	Acetato de amonio Ácido acético	-
Crosslinker	Borato Gasol Octaborato de sodio, tetrahidrato	Mejoran la viscosidad.
Ruptor	Persulfato de sodio	-
Activador de ruptor	Quelato de cobre EDTA	-

## 2.2. CUANTIFICACIÓN POR ETAPA DE PROYECTO

Las necesidades de agua de cada proyecto variará según sus dimensiones: cantidad de pozos a perforar, extensión y distanciamiento entre ellos, cantidad de etapas de fractura previstas, requerimientos de infraestructura adicional de recepción de producción, etc.

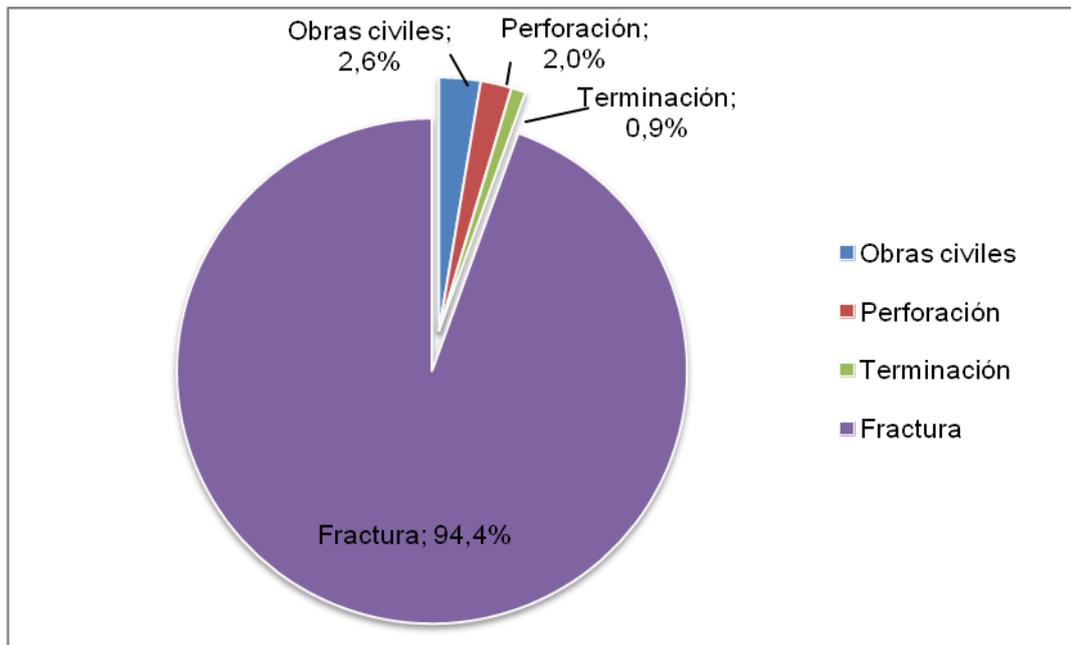
A los fines de establecer valores orientativos de los consumos requeridos en cada etapa, se presenta a continuación el consumo previsto para un proyecto tomado como modelo, en el que se perforarán doce pozos (uno vertical, cinco horizontales cortos y seis horizontales prolongados), distribuidos en cuatro pads de tres pozos cada uno; se construirá un centro de almacenamiento y distribución de agua y una planta de tratamiento. Luego se realiza una valoración de cada etapa considerada (obra civil, perforación, terminación y fractura), dentro del consumo total del proyecto.

**Tabla 3.** Consumos previstos en proyecto de perforación de doce pozos.

<b>Etapas de proyecto</b>	<b>Actividad</b>	<b>Criterio de unidad</b>	<b>Consumo unitario</b>	<b>Consumo total</b>
		<b>Superficie [m<sup>2</sup>]</b>	<b>[m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup>]</b>	<b>[m<sup>3</sup>]</b>
<b>Obras civiles</b>	Locación (pad de 3 pozos)	18.590	0,064	3.568
	Centro de distribución de agua	21.000	0,048	1.008
	Planta de tratamiento	40.000	0,048	1.920
	Caminos	120.000	0,013	1.500
	<b>TOTAL OBRAS CIVILES</b>			<b>7.996</b>
<b>Perforación</b>		<b>Cantidad de pozos</b>	<b>[m<sup>3</sup>/pozo]</b>	<b>[m<sup>3</sup>]</b>

Etapa de proyecto	Actividad	Criterio de unidad	Consumo unitario	Consumo total
	Lodos	12	500	6.000
	<b>TOTAL PERFORACIÓN</b>			<b>6.000</b>
		<b>Cantidad de pozos</b>	<b>[m<sup>3</sup>/pozo]</b>	<b>[m<sup>3</sup>]</b>
<b>Terminación</b>	Pozo vertical	1	102	102
	Pozo horizontal corto	5	184	920
	Pozo horizontal prolongado	6	294	1.764
	<b>TOTAL TERMINACIÓN</b>			<b>2.786</b>
		<b>Cantidad de fracturas</b>	<b>[m<sup>3</sup>/fractura]</b>	<b>[m<sup>3</sup>]</b>
<b>Fractura</b>	Pozo vertical	4	2.000	8.000
	Pozo horizontal corto	10	2.000	100.000
	Pozo horizontal prolongado	15	2.000	180.000
	<b>TOTAL FRACTURAS</b>			<b>288.000</b>
<b>TOTAL PROYECTO</b>				<b>304.782</b>

Tal como se puede observar en la Figura 1, en el proyecto tomado como modelo, la etapa de fractura significa el 94% del consumo total de agua. Le siguen, aunque en mucha menor medida, las obras civiles y las etapas de perforación y terminación consideradas de modo conjunto en proporciones similares.



**Figura 1.** Importancia relativa de cada etapa en el consumo de agua global del proyecto propuesto.

Si bien los volúmenes consumidos en cada proyecto son altamente variables, es evidente que la introducción de fracturas hidráulicas en los desarrollos no convencionales constituye un incremento significativo respecto de las demandas hídricas históricas de proyectos hidrocarburíferos.

### **2.2.1. Valores estadísticos en fracturas**

Los consumos de agua asociados a fracturas hidráulicas dependen del diseño de la misma y de la cantidad de etapas que se hagan por pozo. A su vez, esto depende de las características de la formación a estimular y del tipo de pozo: horizontal o vertical, así como del criterio de cada operadora.

Es posible considerar un consumo de entre 1.000 y 2.000 m<sup>3</sup> por etapa de fractura. En Argentina, los pozos verticales suelen conllevar cuatro etapas de fractura y los horizontales, entre diez y veinte. En términos generales, si bien ha habido pozos exploratorios que consumieron hasta 30.000 m<sup>3</sup>, se asume un volumen de consumo promedio de entre 4.000 y 5.000 m<sup>3</sup> por pozo vertical y entre 12.000 y 15.000 m<sup>3</sup> por pozo horizontal<sup>2</sup>.

De acuerdo a datos proporcionados por Ministerio de Energía y Minería de la Nación, en Loma Campana - principal área de concesión de desarrollo no convencional en Argentina -, entre 2011 y 2015 se han perforado 298 pozos, la mayoría de los cuales se realizaron entre 2014 y 2015<sup>3</sup>. De ellos, aproximadamente un 10% son horizontales; los restantes son verticales. Adoptando los valores medios de consumo por tipo de pozo indicados, se alcanzaría un volumen del orden de 1.600.000 m<sup>3</sup> de agua utilizada en fractura de pozos al cabo del período considerado.

En la provincia de Neuquén se llegó a la conclusión de que el consumo de agua en actividades hidrocarburíferas no resultaba significativo respecto a la capacidad de provisión de los ríos cercanos. Adoptando un plan de perforación de 2.500 pozos en cinco años, con un consumo de 15.000 m<sup>3</sup> por pozo, el consumo por actividades hidrocarburíferas no convencionales suponía un 0,067% del caudal de aporte de los ríos Limay, Neuquén y Colorado, frente al 5% que se utiliza para el abastecimiento de poblaciones, actividades industriales e irrigación<sup>4</sup>.

Más allá del volumen de suministro, es necesario destacar la necesidad intensiva del recurso. En promedio, se realiza entre una y dos etapas de fractura diarias. A partir del análisis estadístico de datos de pozos de Loma Campana, se obtuvo un promedio de 1,3 etapas de fractura por día<sup>5</sup>. En pozos horizontales se suele concluir la fase de fractura en cinco días aproximadamente.

---

<sup>2</sup> [www.shaleenargentina.com.ar/m.uso-del-agua-60#.VwGUksiGHcQ](http://www.shaleenargentina.com.ar/m.uso-del-agua-60#.VwGUksiGHcQ)

<sup>3</sup> <http://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3456>

<sup>4</sup> Lauri (2013). "Fractura hidráulica. Departamento de Estudios Dirección General de Información y Estudios".

<sup>5</sup> Ing. Gutiérrez Schmidt e Ing. Huenufil Molina (agosto 2015). "Resumen estadístico de producción de petróleo y datos de pozos. Área Loma Campana, provincia de Neuquén. Julio de 2010 a junio de 2015." DGIyE, DPHyE.

Si se considera la tendencia de perforación por pads, en los cuales la fractura de los tres a cinco pozos se realiza de modo consecutivo, se obtiene un consumo de entre 20.000 m<sup>3</sup> y 55.000 m<sup>3</sup> en un mes. Esto requiere una logística delicada de transporte y almacenamiento de grandes volúmenes de agua en locación.

Cabe destacar que las estimulaciones hidráulicas en la cuenca Permian en Texas, USA conllevan caudales mucho más importantes respecto de los valores indicados para la provincia de Neuquén. A modo de ejemplo, Pioneer Natural Resources - principal empresa operadora de la cuenca - consume en Wolfcamp hasta 80.000 m<sup>3</sup>/pozo a un ritmo de seis fracturas diarias.

Hay quienes afirman que la rentabilidad de la explotación de hidrocarburos de Vaca Muerta, se encuentra estrechamente relacionada con la perforación de pozos más largos, con etapas de terminación y fractura más rápidas. De este modo, es de esperar que los volúmenes y ritmos de consumo de agua en Neuquén incrementen de modo significativo siguiendo las tendencias de explotación norteamericanas.

### **2.3. REQUERIMIENTOS DE CALIDAD**

La posibilidad de usar agua para un determinado fin está estrechamente asociada con su calidad. Muchas veces el agua es acondicionada de modo previo a su utilización a fin de alcanzar especificaciones determinadas. Según la complejidad del acondicionamiento se priorizan unas u otras fuentes de suministro. Por otro lado, en algunos casos se restringe el uso de algunas fuentes con el fin de preservarlas para requerimientos sensibles, como puede ser el abastecimiento de poblaciones.

El agua para preparar lodos de perforación, cementos y fluidos de fractura, debe poseer características que permitan asegurar la compatibilidad con los aditivos químicos que se le agreguen. La funcionalidad de los químicos utilizados puede verse alterada según la calidad de agua utilizada. Cabe mencionar que la tolerancia a la calidad del agua requerida puede variar con los productos químicos utilizados, que dependen de cada empresa de servicios y/u operadora.

En términos generales, dado que el fluido de fractura está íntimamente en contacto con la formación, el agua utilizada suele requerir mayores cuidados de calidad respecto de la utilizada para la preparación de lodos de perforación.

Por su parte, se requiere agua de mejor calidad para fracturas de reservorios convencionales que para fracturas de reservorios no convencionales. En las fracturas convencionales se utiliza agente sostén de mayor granulometría que precisa de gelificantes de mayor capacidad de transporte. Además, se evita dañar la permeabilidad y porosidad existentes - que en los reservorios no convencionales es prácticamente nula - por la intromisión de material particulado fino.

De acuerdo a experimentaciones realizadas en las rocas reservorio de Bakken (North Dakota) y Eagle Ford (Texas) la salinidad del agua utilizada en la estimulación hidráulica tendría impacto

en la imbibición espontánea<sup>6</sup>. Agua de alta salinidad tendría un impacto negativo sobre la producción de hidrocarburos.

A continuación se presentan lineamientos generales de la calidad de agua para la preparación de fluidos de fractura.

**Tabla 4.** Valores de referencia de calidad de agua requerida para preparar fluidos de fracturas para pozos no convencionales.

Fuente: IAPG (2013). "Práctica recomendada. Gestión del agua en la exploración y explotación de reservorios no convencionales en el área de influencia de la cuenca neuquina".

Parámetro	Unidad	Valores de calidad de agua para fluidos de fractura
Temperatura	°C	15 - 40
pH	UpH	6 - 8
Sólidos disueltos totales	mg/l	≤ 50.000
Sólidos totales en suspensión	mg/l	≤ 50
Turbiedad	NTU	0 - 5
Cloruros (Cl <sup>-</sup> )	mg/l	≤ 30.000
Sulfatos (SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> )	mg/l	≤ 500
Carbonatos (CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> )	mg/l	≤ 600
Bicarbonatos (HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> )	mg/l	≤ 600
Dureza total	mg/l	≤ 15.000
Calcio (Ca <sup>+2</sup> )	mg/l	50 - 250
Magnesio (Mg <sup>+2</sup> )	mg/l	10 - 100
Hierro (Fe <sup>+2</sup> ; Fe <sup>+3</sup> )	mg/l	1 - 20
Potasio (K <sup>+</sup> )	mg/l	100 - 500
Sodio (Na <sup>+</sup> )	mg/l	2000 - 5000
Boro (B <sup>+3</sup> )	mg/l	0 - 20
Sílice (SiO <sub>2</sub> )	mg/l	≤ 35
Bacterias	UFC/ml	0,00
Agentes reductores	mg/l	0,00

## 2.4. FUENTES

El agua para las distintas actividades hidrocarburíferas puede provenir de lugares diversos. Los criterios principales para la selección de la fuente son la disponibilidad y cercanía, la calidad, la capacidad de provisión en relación al caudal necesario y la interferencia con otros usos habituales.

Se consideran las siguientes:

<sup>6</sup> Basak Kurtoglu, PhD (2016) *Creating a Worldwide Unconventional Revolution Through Technically Justifiable Strategies*.

- Agua superficial: ríos, arroyos, lagos, embalses;
- Agua subterránea: perforación de pozos;
- Suministro de agua local;
- Reutilización de agua proveniente de instalaciones domiciliarias e industriales, propias o locales;
- Reutilización de agua de retorno (o “flowback”).

La calidad de cada fuente de agua indicada es variable. En términos generales, las aguas superficiales suelen presentar concentraciones salinas menores que las subterráneas o que el flowback.

La habilitación ambiental global de un proyecto de explotación de hidrocarburos suele estar sujeto a la habilitación de los sitios de extracción de agua por las autoridades hídricas provinciales. En particular, la toma de ríos interprovinciales suele requerir la autorización de comités de cuenca integrados. Asimismo, el uso de cualquier infraestructura local debe ser autorizado por los entes reguladores y no debe afectar el servicio a usuarios domiciliarios.

En términos generales, las fuentes de agua más habituales en la Argentina para este tipo de actividades son la subterránea y la superficial proveniente de ríos y embalses, según la disponibilidad.

La provincia de Neuquén sólo permite tomar agua de recursos superficiales y de acuíferos de agua salina. Prohibió destinar a fracturas hidráulicas, agua subterránea que pueda ser utilizada para abastecimiento de poblaciones y/o para irrigación.

Si bien Neuquén no especifica las condiciones que definen la aptitud de un acuífero para abastecimiento de poblaciones y/o irrigación, la EPA define como fuente de agua subterránea para el abastecimiento de poblaciones a aquel acuífero o porción de acuífero que:

- a) es utilizado en la provisión del sistema de agua pública o contiene suficiente volumen como para abastecerlo, y
- b) que efectivamente se utiliza como fuente de agua de consumo humano o presenta una concentración de sólidos disueltos totales menores a 10.000 mg/l.<sup>7</sup>

Tal como se mencionó, tanto en la provincia de Neuquén como en la de Rio Negro los ríos y embalses constituyen una fuente de agua superficial de buena calidad y alta disponibilidad. Su mayor limitación es la distancia hasta el sitio de uso.

A modo de ejemplo, Pioneer Natural Resources en su operación en la cuenca Permian, utiliza aguas servidas de las ciudades cercanas Odessa y Midland, como fuente de suministro para todas sus operaciones. De este modo, eliminó la totalidad del consumo de agua dulce.

---

<sup>7</sup> API Guidance Document HF2 (2010). “Water Management Associated with Hydraulic Fracturing”.

### **3. EFLUENTES GENERADOS**

Asociado al consumo de agua suele, encontrarse la producción de efluentes que requieren cierta gestión para evitar que produzcan afectaciones al medio ambiente y a las personas. Su manejo y destino final se encuentran determinados por la calidad y el volumen constituido.

A continuación se identifican las corrientes de efluentes más habituales de proyectos de explotación de hidrocarburos no convencionales y se los describe de modo genérico, en cuanto a volúmenes generados y características físicas y químicas que suelen presentar.

#### **3.1. CORRIENTES**

El agua utilizada en las obras civiles por construcción de caminos, locaciones y eventualmente baterías y plantas de tratamiento es consumida durante las tareas sin generar efluentes que deban ser gestionados. La mayoría es utilizada en la compactación de terreno por lo cual se absorbe e infiltra por suelo.

Por su parte, los lodos de perforación suelen ser continuamente tratados para su reutilización, tanto durante la perforación de un determinado pozo como una vez concluida esta, en la perforación de nuevos pozos. El tratamiento consiste básicamente en separación de fases y eliminación de sólidos en suspensión. Eventualmente, lodos que no pueden ser reutilizados son enviados como residuos peligrosos a tratamiento y disposición final en empresas habilitadas para este tipo de trabajos. Así, es posible considerar que en esta operación tampoco no se producen mayores corrientes de efluentes líquidos por gestionar.

Los efluentes mayoritarios están constituidos por agua producida. En una primera instancia, cuando el pozo es puesto a fluir inmediatamente después de fracturar, el llamado “fluido de retorno” o “flowback” está constituido por el fluido de fractura inyectado con cierto nivel de degradación, más los retornos de tapones rotados, cemento y agente sostén. Lógicamente, el volumen de flowback es siempre menor o igual al volumen inyectado. En shales de la cuenca neuquina se han observado porcentajes estadísticos de retorno del orden del 10 al 40% del volumen inyectado en una instancia inicial.<sup>8</sup>

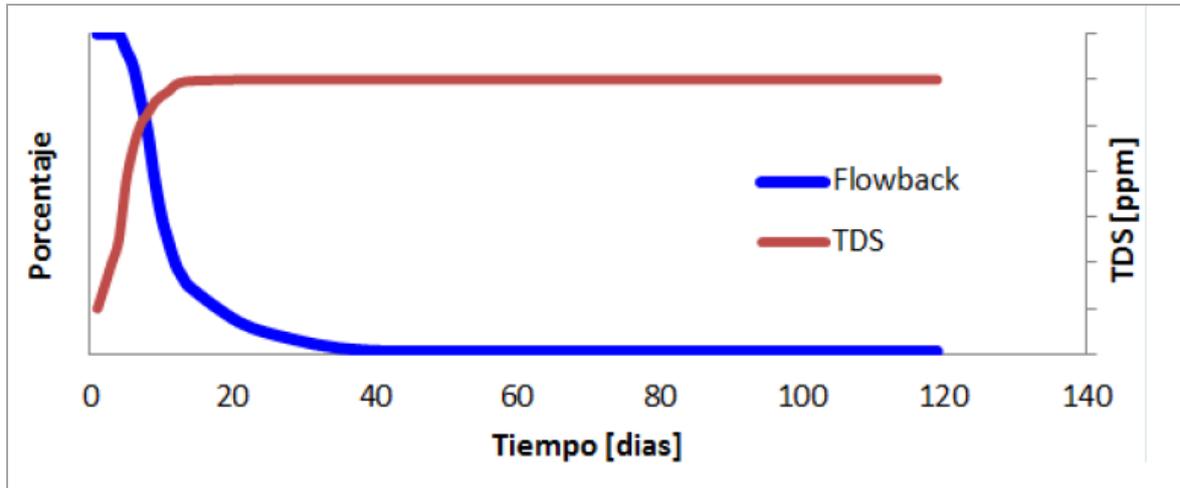
En reservorios convencionales a medida que continúa la producción, comienza a fluir agua de formación que al haber estado en contacto con el reservorio durante largo tiempo suelen presentar mayores concentraciones de minerales y gases disueltos. En reservorios convencionales sometidos a tratamientos de recuperación secundaria, el agua producida también proviene de este sistema.

Es necesario destacar que no está clara la existencia de agua de formación en reservorios no convencionales, de modo que la totalidad del agua producida en este tipo de pozos provendría de agua inyectada durante etapas de fractura propia o por interferencias con fracturas de pozos cercanos.

---

<sup>8</sup> IAPG (2013), “Práctica recomendada. Gestión del agua en la exploración y explotación de reservorios no convencionales en el área de influencia de la cuenca neuquina.”

De todos modos, al cabo de un período de diez a veinte días en el que el corte de agua cae rápidamente, se observa que el agua producida presenta mayor contenido salino. Se llama flowback a la producción de agua inicial. A continuación se observa un gráfico de variación temporal del flowback en función del contenido de sólidos disueltos, propio del agua de producción.



**Figura 2.** Variación temporal del flowback en función de la concentración de sólidos disueltos.

Fuente: IAPG (2013), "Práctica recomendada. Gestión del agua en la exploración y explotación de reservorios no convencionales en el área de influencia de la cuenca neuquina."

### 3.2. CUANTIFICACIÓN

La cantidad de fluido de fractura que se recupera como flowback varía. Tal como mencionado, en shales se suelen observar porcentajes de retorno del orden del 10% al 40%, si bien hay antecedentes de valores del 5% en Haynesville Shale (estado de Maine, Estados Unidos) y del 50% en Barnett (Texas, Estados Unidos) y Marcellus Shale (Pennsylvania, Estados Unidos).

Asumiendo los valores promedio de consumo en fracturas hidráulicas (ver Punto 2.2.1) y el plazo de retorno mencionado, se puede obtener un rango de 450 a 1.800 m<sup>3</sup> de fluido de retorno en pozos verticales y de 1.350 a 5.400 m<sup>3</sup> en pozos horizontales, como flowback acumulado en el primer mes de producción.

### 3.3. CARACTERIZACIÓN

#### 3.3.1. Flowback

La composición del flowback depende fundamentalmente de las características del fluido de inyección. Es posible considerar que los aditivos químicos utilizados se pierden en su mayoría: los polímeros se descomponen por efecto de la temperatura, los biocidas se consumen y degradan y los surfactantes son absorbidos por la superficie de la roca; sólo los inhibidores de incrustaciones precipitan y van retornando con la producción.

A continuación se presentan análisis fisicoquímicos de flowback a modo de ejemplo (Tabla 5) y se provee una breve explicación de los valores.

**Tabla 5.** Análisis fisicoquímicos de flowback.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos incluidos en IAPG (2013) "Práctica recomendada. Gestión del agua en la exploración y explotación de reservorios no convencionales en el área de influencia de la cuenca neuquina".

Parámetro	Unidad	Flowback	
		Análisis 1	Análisis 2
pH	UpH	6,93	6,43
Temperatura	°C	16,50	18,00
Densidad a 17°C	gr/cm <sup>3</sup>	1,06	-
Densidad a 18°C	gr/cm <sup>3</sup>	-	1,07
Sólidos totales en suspensión (in situ)	mg/l	112	710
Sólidos sedimentables en 10 min	mg/l	≤ 0,05	≤ 0,05
Conductividad a 25°C	μS/cm	176.000	217.200
Resistividad a 25°C	Ω/m	0,06	0,05
Sólidos disueltos totales	mg/l	95.624	113.809
Ácido sulfhídrico (SH <sub>2</sub> )	mg/l	0,40	0,40
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	mg/l	112,64	264,00
Dureza total	mg/l	37.500	14.000
Dureza cálcica	mg/l	28.557	9.519
Dureza magnésica	mg/l	8.971,10	4.485,60
Alcalinidad a pH 4,5	mg/l	344,10	936,40
Cloruros (Cl <sup>-</sup> )	mg/l	59.000	69.000
Sulfatos (SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup> )	mg/l	340	NC
Carbonatos (CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup> )	mg/l	NC	NC
Bicarbonatos (HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> )	mg/l	419,6	1.141,95
Calcio (Ca <sup>+2</sup> )	mg/l	11.422,8	3.807,6
Magnesio (Mg <sup>+2</sup> )	mg/l	218.808,00	1.094,04
Sodio (Na <sup>+</sup> )	mg/l	20.023,56	37.189,26
Hierro total (Fe <sup>+2</sup> ; Fe <sup>+3</sup> )	mg/l	82,50	302,00
Hierro ferroso (Fe <sup>+2</sup> )	mg/l	60,00	300,00
Hierro férrico (Fe <sup>+3</sup> )	mg/l	22,50	2,00
Bario (Ba <sup>+3</sup> )	mg/l	33,00	1.275,00
Potasio (K <sup>+</sup> )	mg/l	2.115,00	1.527,50
Hidrocarburos totales	%/v	11,00	-
Hidrocarburos totales	mg/l	-	1.183,40

NOTAS:

NC: No Cuantificable, concentración menor al límite de cuantificación de la técnica utilizada.

Los parámetros de conductividad y sólidos disueltos suelen cuantificar de manera conjunta la salinidad presente. La conductividad y su inversa, la resistividad, valoran la capacidad de

conducir corriente eléctrica, que en soluciones acuosas es proporcional a la concentración de sólidos disueltos. Los sólidos disueltos incluyen a todas las sustancias orgánicas e inorgánicas en forma molecular, ionizada o en suspensión como coloides. En términos operativos se lo determina como aquellos sólidos de diámetro menor a 2  $\mu\text{m}$ .

A modo orientativo, el agua potable suele presentar conductividades del orden de los 1.000  $\mu\text{S}/\text{cm}$  (con valores máximos de hasta 10.000  $\mu\text{S}/\text{cm}$ ) y el agua de mar de 500.000  $\mu\text{S}/\text{cm}$ . Por su parte, se define como agua dulce a aquella con menos de 1.000 mg/l de sólidos disueltos, EPA define como fuente de agua de consumo humano a aquella con menos de 10.000 mg/l<sup>9</sup> y el agua de mar suele presentar rangos de entre 30.000 y 40.000 mg/l. Si bien los valores de conductividad cuantificados aquí no alcanzan los niveles de agua de mar, los sólidos disueltos sí los superan y presentan condiciones de salmuera<sup>10</sup>.

Por su parte, se clasifica como sólido en suspensión a aquella sustancia de diámetro mayor a 2  $\mu\text{m}$  que no sedimenta. Los sólidos sedimentables en 10 min y 2 hs se distinguen por su tamaño: aquellos de diámetro entre 2  $\mu\text{m}$  y 10  $\mu\text{m}$  sedimentan más lentamente que aquellos de diámetro mayor. Los análisis expuestos presentan sólidos en suspensión del orden de los 700 mg/l y no presentan material sedimentable. Es probable que esto último se deba al sitio de tomado de la muestra y no a la naturaleza real del efluente.

La tipificación de la salinidad presente se clasifica según algunos parámetros adicionales. Por un lado, la alcalinidad representa la capacidad de neutralizar sustancias ácidas. Los componentes que más contribuyen a la alcalinidad son los carbonatos ( $\text{CO}_3^{2-}$ ) y bicarbonatos ( $\text{HCO}_3^-$ ) los cuales están comúnmente asociados a iones de calcio ( $\text{Ca}^{+2}$ ), magnesio ( $\text{Mg}^{+2}$ ). En los análisis expuestos no se han cuantificado concentraciones de carbonatos, aunque sí se valoraron concentraciones relativamente importantes de bicarbonatos.

La dureza, por su parte, evidencia la concentración de iones como calcio ( $\text{Ca}^{+2}$ ), magnesio ( $\text{Mg}^{+2}$ ) y en menor medida, de hierro ( $\text{Fe}^+$ ) y manganeso ( $\text{Mn}^+$ ). Se define como dureza “temporal” o dureza “de carbonatos” a aquella que puede ser eliminada por ebullición. La dureza “no temporal” o “no de carbonatos” suele representar la presencia de iones cloruros o sulfatos. Es destacable cuánto supera la dureza a la alcalinidad, lo que evidencia un nivel de dureza no temporal significativo, con predominancia de cloruros de magnesio, sodio, calcio y potasio.

Los aniones prevalecientes en las muestras presentadas son cloruros ( $\text{Cl}^-$ ) y bicarbonatos ( $\text{HCO}_3^-$ ). Por su parte, las dos muestras presentan concentraciones mayoritarias de cationes de calcio ( $\text{Ca}^{+2}$ ), magnesio ( $\text{Mg}^{+2}$ ) y sodio ( $\text{Na}^+$ ). El resto de los cationes analizados (hierro, bario y potasio) presentan concentraciones dispares entre ambas muestras.

Por último, cabe indicar que en ambas muestras se cuantificó cierta concentración de hidrocarburos.

<sup>9</sup> API Guidance Document HF2 (2010) “Water Management Associated with Hydraulic Fracturing”.

<sup>10</sup> El documento guía *API Guidance Document HF2 - Water Management Associated with Hydraulic Fracturing*, define como agua salada a aquella con concentraciones de sólidos disueltos totales entre 35.000 y 50.000 mg/l y como salmuera saturada a aquella con concentraciones entre 50.000 y 200.000 mg/l.

### 3.3.2. Agua de producción

Se hace difícil caracterizar de modo genérico el agua de producción ya que varía en cada caso, según las características geoquímicas de la formación y el tiempo de residencia del agua allí.

Típicamente, el agua de producción de formaciones shale y tight contienen altos niveles de sólidos disueltos totales y componentes iónicos como bromuros ( $B^-$ ), cloruros ( $Cl^-$ ), calcio ( $Ca^{+2}$ ), hierro ( $Fe^{+2}$ ,  $Fe^{+3}$ ), potasio ( $K^+$ ), magnesio ( $Mg^{+2}$ ), manganeso ( $Mn^{+2}$ ) y sodio ( $Na^+$ ). También pueden contener metales pesados como bario ( $Ba^{+2}$ ), cadmio ( $Cd^+$ ), cromo ( $Cr^{+3}$ ), plomo ( $Pb^{+4}$ ,  $Pb^{+5}$ ) y mercurio ( $Hg^{+2}$ ); componentes orgánicos, como benceno y materiales radiactivos de origen natural ("NORM", por sus siglas en inglés), como uranio, torio, radio y radón.

A modo de ejemplo, se presentan a continuación los resultados de un análisis de agua de producción en un proyecto en Rincón de la Ceniza. Aunque son de orígenes distintos, los valores evidencian un aumento significativo de las concentraciones de iones disueltos y de dureza total respecto de los análisis expuestos de flowback. Esto se ve acompañado por un gran aumento en la concentración cloruros y de iones de calcio, significativamente prevalecientes.

Los aniones prevalecientes son los cloruros y sulfatos. Por su parte, el calcio, magnesio y amonio constituyen los cationes mayoritarios. Asimismo, se observa cierta concentración de arsénico, plomo y cianuros, sustancias que requieren mayor cuidado en su gestión ya que pueden presentar alguna peligrosidad al ambiente y a las personas. También se cuantifican concentraciones de hidrocarburos y fenoles.

**Tabla 6.** Análisis fisicoquímicos de agua de producción del área de Rincón de la Ceniza.

Parámetro	Unidad	Resultados
pH	UpH	5,01
Turbiedad	NTU	600,00
Color	Pt-Co	20,00
Cloro residual	mg/l	< 1
Sólidos disueltos totales	mg/l	234.800,00
Dureza total	mg/l	81.317,00
Carbonatos ( $CO_3^{-2}$ )	mg/l	<10
Bicarbonatos ( $HCO_3^-$ )	mg/l	34,00
Cloruros ( $Cl^-$ )	mg/l	120.000,00
Sulfatos ( $SO_4^{-2}$ )	mg/l	728,40
Fosfatos ( $PO_4^{-3}$ )	mg/l	<3
Nitratos ( $NO_3^-$ )	mg/l	1,40
Nitritos ( $NO_2^-$ )	mg/l	< 0,1

Parámetro	Unidad	Resultados
Fluoruros (F)	mg/l	1,05
Cianuros (CN)	mg/l	0,23
Amonio (NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> )	mg/l	805,00
Calcio (Ca <sup>+2</sup> )	mg/l	29.086,00
Magnesio (Mg <sup>+2</sup> )	mg/l	2.110,00
Hierro total (Fe <sup>+2</sup> ; Fe <sup>+3</sup> )	mg/l	107,50
Bario (Ba <sup>+3</sup> )	mg/l	141,63
Cobre (Cu <sup>+</sup> ; Cu <sup>+2</sup> )	mg/l	0,03
Zinc (Zn <sup>+2</sup> )	mg/l	<0,03
Manganeso (Mn <sup>+2</sup> )	ug/l	255,00
Aluminio (Al <sup>+3</sup> )	mg/l	0,76
Arsénico (As <sup>+3</sup> ; As <sup>+5</sup> )	ug/l	21,00
Plomo (Pb <sup>2+</sup> , Pb <sup>4+</sup> )	ug/l	37,00
Cadmio (Cd <sup>+2</sup> )	ug/l	< 0,1
Cromo (Cr <sup>+3</sup> )	mg/l	< 0,03
Selenio (Se)	mg/l	0,11
Antimonio (Sb <sup>+5</sup> )	ug/l	<3
Detergentes	mg/l	0,70
Hidrocarburos totales	mg/l	50,00
Fenoles	mg ac. gálico / l	380,00

#### **4. GESTIÓN DE LOS EFLUENTES**

La gestión de agua de producción en proyectos de explotación de hidrocarburos presenta opciones diversas. La elección de alternativas se basa en la disponibilidad de servicios y costos asociados al transporte, tratamiento y la disposición final. Asimismo, las autoridades ambientales locales suelen especificar requisitos mínimos a cumplir.

A continuación se describen brevemente las prácticas actualmente adoptadas para la gestión de efluentes en la actividad hidrocarburífera tanto convencional como no convencional. Luego se indican ciertas características de la actividad o limitaciones, que deben ser tenidas en cuenta ante la propuesta de alternativas de gestión.

##### **4.1. PRÁCTICAS HABITUALES**

Entre las opciones de gestión del agua de producción en proyectos de explotación de hidrocarburos, se suele considerar las siguientes:

- A. Inyección a formación en pozos sumideros;
- B. Tratamiento y descarga en aguas superficiales;
- C. Tratamiento y reutilización en nuevas actividades de perforación, fractura o recuperación secundaria, en riego de caminos, u otros.

En 2007 en Estados Unidos más del 98% del agua producida por la industria hidrocarburífera se disponía por inyección a formación. La zona de Marcellus Shale constituye una excepción por falta de pozos inyectoros disponibles en Pennsylvania. Allí entre el 70 y el 90% del agua producida es reutilizada en actividades de fractura hidráulica.<sup>11</sup>

Si bien en Argentina no se cuenta con estadísticas de gestión de efluentes, sin duda la disposición de agua de producción por inyección a formación es la práctica más habitual. Los proyectos que consideran cierta reutilización de efluentes, no suelen superar al 15 % del volumen total. Por otra parte, particularmente en la provincia de Neuquén se encuentra prohibido el vuelco de efluentes a cuerpos de agua superficial.

La instancia inicial de producción de flowback presenta gran contenido de materiales sólidos no disueltos que pueden dañar las instalaciones de producción. Algunas operadoras, optan por recibir este fluido y tratarlo inicialmente en locación; otras sólo hacen esto sólo en pozos exploratorios.

El tratamiento en locación consiste en la retención de sólidos no disueltos (agente sostén, sólidos de formación, restos de goma, tapones, cemento, etc.) y la separación trifásica de petróleo, agua y gas. El agua es almacenada temporalmente en piletas y transportada por camiones hacia las plantas de tratamiento de agua del yacimiento.

Una vez superada esta instancia inicial y se dejan de producir sólidos que puedan dañar instalaciones, se conectan los pozos con baterías donde se realiza la separación inicial entre

---

<sup>11</sup> EPA (2015), "Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources".

fase líquida y gaseosa. Desde aquí el agua con hidrocarburos es conducida hacia plantas de tratamiento específicas, en donde se segrega la fase acuosa y se la deriva hacia las plantas de tratamiento del yacimiento agua mencionada.

#### **4.1.1. Plantas de tratamiento de agua**

En general, todos los yacimientos o grupos de yacimientos cercanos, cuentan con plantas de tratamiento de agua. Las unidades de tratamiento dependen de las condiciones de agua de entrada y del destino final que se le dé.

En la mayor parte de las instalaciones hidrocarbúricas actuales del país, el tratamiento suele consistir fundamentalmente de distintas unidades de separación de fases para posibilitar su inyección a formación, sea este como recuperación secundaria o en pozo sumidero:

##### **A. Separación de hidrocarburos en agua:**

La salida de los separadores suele presentar concentraciones de hidrocarburos dispersos de entre 50 a 500 mg/l. Una separación adicional se logra habitualmente mediante la utilización de piletas API y tanques skimmers, que proveen un tiempo de retención suficiente para lograr separar la fase de petróleo por efecto de la gravedad, formando un sobrenadante que puede ser retirado.

##### **B. Separación de partículas sólidas dispersas:**

Se suelen utilizar equipos de depuración por flotación (o "Wemco"), equipos de agitación mecánica y burbujeo de gas. Las burbujas propician la aglutinación de partículas dispersas, tanto sólidas como de hidrocarburos remanentes, por medio de la formación de espumas que son luego removidas por vertederos o paletas. También existen separadores de placas corrugadas (CPI) que remueven petróleo disperso y arenas gruesas aplicando principios de separación por diferencia de densidad, facilitadas por condiciones de flujo laminar. En algunos casos también se pueden utilizar hidrociclones, en los que se logra la separación de fases gracias a la fuerza centrífuga asociada a la velocidad de rotación que se genera por la inyección del fluido en un cuerpo cónico. Por último existen sistemas filtrantes, como lechos de arena o filtros de cartuchos que permiten retener partículas de granulometrías definidas.

##### **C. Separación de gases disueltos como O<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub>:**

Se realiza con la inyección de productos químicos secuestrantes de O<sub>2</sub> y/o CO<sub>2</sub>.

Las etapas de tratamiento indicadas retiran la totalidad de los sólidos en suspensión a fin de evitar daños en los sistemas de cañerías, pozos inyectores y a la formación receptora. De modo similar, los hidrocarburos se separan para evitar la formación de emulsiones inversas que puedan taponar los poros e interferir en la capacidad de inyección de pozos sumideros o inyectores.

Gases como oxígeno y dióxido de carbono suelen propiciar la expansión de colonias bacterianas que generan efectos corrosivos e incrustaciones que dañan al sistema de inyección. Al respecto, se pueden utilizar sistemas de tratamiento cerrados en los que se mantiene el agua aislada del contacto atmosférico por medio de la utilización de gases inertes, como nitrógeno o gas natural. Estos medios inertes minimizan los inconvenientes con la formación de bacterias aerobias y evitan la necesidad de tratamientos de separación de gases disueltos mencionados.

#### **4.1.2. Inyección a formación**

La inyección a formación, abarca tanto aquella reutilizada en tareas de recuperación secundaria como la inyección en pozos sumideros. Si bien frecuentes, no todos los yacimientos cuentan con sistemas de recuperación secundaria en ejecución. Particularmente en reservorios no convencionales, no es una técnica aplicable para aumentar la recuperación de hidrocarburos.

De este modo, en yacimientos no convencionales la inyección en pozos sumidero es el destino del agua producida más frecuente. Un pozo sumidero es una instalación destinada a inyectar agua residual en formaciones no productivas, que poseen condiciones de entrapamiento estructural que garantizan la estanqueidad de los fluidos de modo de imposibilitar su vinculación con otras aguas subterráneas.

Uno de los aspectos más delicados de la inyección en pozos sumideros desde la perspectiva ambiental, es asegurar la estanqueidad de los fluidos inyectados. Esto tiene implícito en primera instancia, la posibilidad de asegurar la aislación hidráulica del pozo por el estado de integridad de las cañerías y de su cementación. Esta aislación aseguraría el efectivo ingreso del fluido inyectado a la formación objetivo.

El segundo aspecto sobre la estanqueidad de los fluidos es garantizar la ausencia de fallas o estructuras geológicas que permitan la migración del agua inyectada hacia otras formaciones, que puedan generar impactos sobre la calidad de acuíferos existentes.

Los pozos inyectoros suelen ser pozos productores fuera de servicio que se reconvierten. Si bien esta conversión supone pruebas hidráulicas para verificar su hermeticidad, no es posible ignorar que los pozos más antiguos son los más vulnerables a problemas de corrosión. De este modo, suelen presentar dificultades en cuanto a integridad y adhesión de los cementos de aislación.

El IAPG ha elaborado una Práctica Recomendada de “Aseguramiento y control de barreras de aislación en pozos inyectoros”. La misma establece pautas de verificación de la integridad de las cañerías, monitoreo en el tiempo y plan de intervenciones en caso de anomalías, con el objetivo de proteger acuíferos de agua dulce. Este documento ha sido adoptado y ampliado por la provincia de Neuquén mediante la Disposición N° 29/2012 de la Subsecretaría de Hidrocarburos dependiente del Ministerio de Energía, Ambiente y Servicios Públicos y por la provincia de Santa Cruz mediante la Disposición N° 135 /2007 de la Secretaría de Medio Ambiente.

### 4.1.3. Reutilización

En la actualidad son escasos los proyectos de explotación hidrocarburífera no convencional que incluyen tasas significativas de reutilización del agua. La información disponible al respecto es sumamente escasa, tanto en un plano local como internacional.

En Estados Unidos, la EPA indica que en promedio un 5% del agua utilizada para fracturas hidráulicas provienen de efluentes reutilizados.<sup>12</sup>

En Argentina, el agua que se reutiliza suele hacerse en actividades secundarias del rubro como riego de caminos, obras civiles y lavado de equipos. Estas son actividades que no suelen presentar mayores exigencias en cuanto a la calidad, aunque tampoco requieren grandes volúmenes respecto de los que produce la industria.

También existen operadoras que toman porcentajes menores del agua de retorno y los disuelven en agua “nueva” para reutilizarse en actividades de fractura. El volumen que toman varía de acuerdo a la calidad del agua de retorno y a las exigencias de las empresas de servicios de fractura, pero tal como se ha mencionado, no suelen superar al 15% del agua consumida.

## 4.2. LIMITACIONES

Tal como se indicó anteriormente, la actividad hidrocarburífera presenta características particulares que exigen ser tenidas en cuenta al momento de diseñar medidas que busquen modificar la gestión hídrica. A continuación se presentan brevemente algunas cuestiones técnicas y legales que merecen atención.

### 4.2.1. Limitaciones técnicas

#### Incompatibilidad de aguas

La mezcla de distintos tipos de agua con contenido salino, puede generar incrustaciones que limiten la posibilidad de utilizar el agua resultante. Las incrustaciones son compuestos inorgánicos, producto de la cristalización y precipitación de sales minerales previamente disueltas en agua. Estas ocurren por reacción química o como resultado de la sobresaturación de componentes en el agua, lo cual puede deberse a la mezcla de aguas incompatibles o a cambios en la temperatura, pH o presión.

Tal como fue mencionado, el flowback y el agua de producción son soluciones con alto contenido de iones disueltos. Los iones prevaletentes observados son cloruros ( $\text{Cl}^-$ ), sulfatos ( $\text{SO}_4^{2-}$ ) y bicarbonatos ( $\text{HCO}_3^-$ ) como aniones; y sodio ( $\text{Na}^+$ ), calcio ( $\text{Ca}^{2+}$ ) y magnesio ( $\text{Mg}^{2+}$ ) como cationes. Esto coincide con lo hallado en bibliografía sobre el asunto, donde se suma como cationes prevaletentes al bario ( $\text{Ba}^{2+}$ ) y al estroncio ( $\text{Sr}^{2+}$ ), no considerados en los análisis expuestos anteriormente.

---

<sup>12</sup> EPA (2015), “Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources”.

Consecuentemente, se identifican como incrustaciones habituales en instalaciones hidrocarburíferas las de carbonatos de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), sulfato de calcio ( $\text{CaSO}_4$ ), sulfato de bario ( $\text{BaSO}_4$ ), sulfato de estroncio ( $\text{SrSO}_4$ ) y cloruro de sodio ( $\text{NaCl}$ ). En menor medida se observan incrustaciones de hierro como sulfuro de hierro ( $\text{FeS}$ ) y óxido de hierro ( $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ); e incrustaciones de magnesio como carbonato de magnesio ( $\text{MgCO}_3$ ) e hidróxido de magnesio ( $\text{Mg(OH)}_2$ ). Por su parte, en sistemas con aguas superficiales suelen presentarse depósitos biológicos asociados a colonias bacterianas.

La Tabla 7 presenta los principales tipos de incrustaciones minerales indicadas, la reacción de formación y las condiciones que afectan su solubilidad.

Los sitios más críticos respecto de la formación de incrustaciones son las restricciones de línea como válvulas, orificios, codos y cambios de diámetro interno de tuberías. Estas pueden inducir turbulencias locales y generar aumentos o caídas de presión. Por este mismo motivo suelen producirse incrustaciones en la formación frente a los punzados. Asimismo, cambios de temperatura por falta de aislación térmica o durante el trayecto desde y hacia el reservorio, pueden generar cambios en la solubilidad de los compuestos que conlleve su depósito.

La formación de incrustaciones genera inconvenientes mayormente asociados al taponamiento de líneas de flujo, aumento en la pérdida de carga en las mismas y daños en la formación productora por disminución de la porosidad y permeabilidad del sector cercano a los punzados.

Es importante considerar esto, principalmente, ante propuestas de mezcla de distintas corrientes de agua y/o efluentes a fin de evitar taponamientos imprevistos.

**Tabla 7.** Incrustaciones minerales principales y factores que afectan su solubilidad.

Fuente: Elaboración propia a partir "Estudio del Efecto de la formación de incrustaciones minerales en el aparejo de producción sobre el comportamiento de pozos productores de aceite", F.J. Rojas Martínez (2014)

Tipo de incrustación	Modo de formación	Efecto del aumento de factores sobre la solubilidad del compuesto					Método de eliminación habitual
		Temperatura	Presión	pH	Presión parcial de CO <sub>2</sub>	Concentración de sales disueltas	
Carbonato de calcio o calcita (CaCO <sub>3</sub> )	$Ca^{2+} + CO_3^{2-} \rightarrow CaCO_3$ $Ca^{2+} + 2 HCO_3^- \rightarrow CaCO_3 + CO_2 + H_2O$	Disminuye	Aumenta	Disminuye	Aumenta al disminuir pH	La presencia de iones diferentes a Ca <sup>2+</sup> o CO <sub>3</sub> <sup>-</sup> aumenta la solubilidad hasta una concentración de 150.000 mg/l.	Ácido clorhídrico (a t° ≤ 121 °C)
Sulfato de calcio o yeso o anhidrita (CaSO <sub>4</sub> )	$Ca^{2+} + SO_4^{2-} \rightarrow CaSO_4$	Aumenta hasta t° ≈ 38 °C luego cae.	Aumenta	(sin mayor efecto)	(sin mayor efecto)	La presencia de iones diferentes a Ca <sup>2+</sup> o SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> aumenta la solubilidad hasta una concentración de 150.000 mg/l.	EDTA (ácido etildiamina tetraacético)
Sulfato de bario o baritina (BaSO <sub>4</sub> )	$Ba^{2+} + SO_4^{2-} \rightarrow BaSO_4$	Aumenta hasta t° ≈ 100 °C luego cae.	Aumenta	(sin mayor efecto)	(sin mayor efecto)	La presencia de iones diferentes a Ba <sup>2+</sup> o SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> aumenta la solubilidad hasta una concentración de 150.000 mg/l.	Difícil de remover
Sulfato de estroncio, estroncianita o celestita (SrSO <sub>4</sub> )	$Sr^{2+} + SO_4^{2-} \rightarrow SrSO_4$	Disminuye	Aumenta	(sin mayor efecto)	(sin mayor efecto)	La presencia de iones diferentes a Sr <sup>2+</sup> o SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> aumenta la solubilidad hasta una concentración de entre 175.000 mg/l y 200.000 mg/l.	Difícil de remover
Cloruro de sodio (NaCl)	$Na^+ + Cl^- \rightarrow NaCl$	Aumenta	(sin mayor efecto)	(sin mayor efecto)	(sin mayor efecto)	(sin mayor efecto)	Agua dulce o soluciones ácidas débiles

## Volúmenes

En yacimientos no convencionales donde el agua proviene de la fractura hidráulica, hay una producción inicial de agua importante que luego se estabiliza en caudales significativamente menores.

Tal como se mencionó, se puede adoptar un rango de flowback en el primer mes de entre 10% y 40% del volumen inyectado, lo cual proporciona volúmenes variables de entre 450 y 1.800 m<sup>3</sup> de fluido de retorno en pozos verticales y de 1.350 a 5.400 m<sup>3</sup> en pozos horizontales.

La variabilidad del volumen de retorno y la rápida declinación de su producción obliga a prever la disponibilidad de instalaciones con capacidades de tratamiento altamente flexibles, combinadas con sistemas de almacenamiento y ecualización de gran volumen.

### **4.2.2. Regulaciones vigentes**

A continuación se enuncian y comentan brevemente normas ambientales que regulan la actividad hidrocarburífera no convencional en las provincias de Neuquén y Rio Negro - que son las más relevantes en cuanto a densidad de operaciones de este tipo -, haciendo especial hincapié en los aspectos hídricos que consideran.

#### Provincia de Neuquén

En la provincia de Neuquén, el Decreto N° 1483/12 aprueba las “Normas y procedimientos para exploración y explotación de reservorios no convencionales”. El mismo tiene como objeto prevenir, mitigar y minimizar los impactos ambientales que se puedan producir a partir de las perforaciones no convencionales.

Esta normativa establece la exigencia de tramitar la Licencia Ambiental previo a la ejecución de todo proyecto de exploración y explotación. Para ello se deben presentar informes que contengan como mínimo una descripción del sistema de tratamiento de flowback, una declaración jurada de la composición de los fluidos de fractura y la autorización de uso de agua y vertidos de efluentes otorgados por la autoridad hídrica provincial.

Por su parte, prohíbe el uso de aguas subterráneas con aptitud para abastecer poblaciones y regar, para la perforación y terminación de pozos no convencionales. Si bien no especifica las condiciones que le otorgan o no esta aptitud, cabe indicar que se han admitido pozos con concentraciones de sólidos disueltos del orden de los 1000 mg/l y conductividades de 1500 µS/cm para este tipo de actividades.

Por su parte, exige el tratamiento de la totalidad del flowback a fin de satisfacer los parámetros de vertido establecidos por el Decreto N° 790/99 reglamentario de la Ley Provincial N° 899 (ver Tabla 8) y por el Decreto N° 831/93, reglamentario de la Ley Nacional N° 24.051, para las siguientes alternativas de disposición. Se excluye expresamente la posibilidad de vertido en cuerpos de agua superficial.

- a) Reuso en la industria hidrocarburífera;

- b) Reuso en riego asociado a proyectos productivos o recomposición ambiental del área intervenida;
- c) Disposición final en pozos sumideros.

**Tabla 8.** Parámetros admisibles de vuelco en la provincia de Neuquén. Decreto N° 790/99.

Parámetro	Unidad	Valores de vuelco regulados en el Decreto N° 790/99
Temperatura	°C	45
pH	UpH	6,5 - 9,5
Sólidos sedimentables en 2 hs	ml/l	1,0
Demanda bioquímica de oxígeno (DBO <sub>5</sub> )	mg/l	50
Demanda Química de Oxígeno (DQO)	mg/l	250
Sustancias solubles en frío en éter etílico (SSEE): grasas polares, hidrocarburos y aceites minerales	mg/l	50
Detergentes – SAAM	mg/l	1,0
Fósforo total	mg/l	1,0
Amonio	mg/l	3,0
Nitrógeno Total Kjeldalh	mg/l	10
Fenoles	mg/l	0,5
Plaguicidas organoclorados	mg/l	0,05
Cianuro	mg/l	0,1
Arsénico	mg/l	0,5
Cadmio	mg/l	0,1
Cromo total	mg/l	0,5
Hierro	mg/l	2,0
Manganeso	mg/l	0,5
Cobre	mg/l	0,1
Mercurio	mg/l	0,005
Níquel	mg/l	2,0
Plomo	mg/l	0,005
Cinc	mg/l	2,0
Coliformes totales	NMP/100 ml	5000
Hidrocarburos totales	mg/l	30

Como se observa en la tabla anterior, los parámetros de vuelco regulados por la legislación neuquina no hacen mayores consideraciones respecto del contenido salino total del efluente.

Se centra mayormente en las concentraciones admisibles de sustancias consideradas peligrosas como metales pesados, grasas, aceites, hidrocarburos y detergentes.

Cabe indicar que la Resolución N° 831/93 en su Anexo II presenta niveles guía para diversos usos del agua, que consideran de una amplia cantidad de parámetros. En particular se definen niveles guía para la calidad de agua para fuentes de bebida humana con tratamiento convencional (Tabla 1), para protección de la vida acuática en agua superficial dulce (Tabla 2), salada (Tabla 3) y salobre (Tabla 4), para irrigación (Tabla 5), para bebida de ganado (Tabla 6), para recreación (Tabla 7) y para pesca industrial (Tabla 8). Si bien la calidad de “niveles guía” implicaría que no son exigibles, la regulación neuquina sí los establece como parámetros a respetar. De modo similar a lo observado para el Decreto N° 790/99, la mayoría de los parámetros especificados en esta regulación también se corresponden con componentes peligrosos.

Por otra parte, el Decreto N° 1483/12 exige el diseño de locaciones de pozos múltiples y prioriza aquellos sitios alejados de superficiarios. Asimismo, exige impermeabilizar las piletas que se utilicen para almacenar el agua a utilizar en las operaciones y prohíbe el almacenamiento a cielo abierto del flowback. También establece la obligación de presentar análisis fisicoquímicos de este efluente.

### Provincia de Río Negro

La provincia de Río Negro establece niveles admisibles de vuelco para distintos cuerpos receptores en las Resoluciones DPA N° 885/15 y N° 886/15. En particular, la Resolución N° 886/15 aplica a las empresas hidrocarburíferas.

Esta normativa tipifica las actividades consideradas y especifica procedimientos para la obtención de permisos de vuelco. Asimismo define un listado de valores de calidad que deben ser respetados, los cuales se presentan a continuación.

**Tabla 9.** Límites máximos permitidos de vertido de efluentes líquidos para empresas hidrocarburíferas en provincia de Río Negro. Resolución DPA N° 886/15.

Parámetro	Unidad	Valores de vuelco regulados en Resolución DPA N° 886/15
pH	UpH	6 a 9
Temperatura	°C	30
Sólidos sedimentables 10 min	mg/l	0,5
Sólidos sedimentables 2 hs	ml/l	1,0
Grasas y aceites	mg/l	10
Fenoles	mg/l	0,5
Detergentes	mg/l	1,0
Hidrocarburos totales	mg/l	5,0
Cianuro	mg/l	0,5

Parámetro	Unidad	Valores de vuelco regulados en Resolución DPA N° 886/15
Aluminio	mg/l	2,0
Arsénico	mg/l	0,05
Cadmio total	mg/l	0,1
Cobre	mg/l	1,0
Cromo hexavalente	mg/l	0,1
Hierro	mg/l	0,5
Mercurio total	mg/l	0,001
Níquel	mg/l	0,5
Plomo	mg/l	0,1
Zinc	mg/l	0,2
Vanadio	mg/l	0,5

Los parámetros regulados por la provincia de Río Negro son similares a los de Neuquén, aunque la mayoría de los valores establecidos son más restrictivos. Río Negro admite concentraciones mucho menores de hidrocarburos (5 mg/l versus los 30 mg/l), grasas y aceites (10 mg/l versus 50 mg/l), cromo (0,1 mg/l versus 0,5 mg/l), hierro (0,5 mg/l versus 2,0 mg/l), mercurio (0,001 mg/l versus 0,005 mg/l), níquel (0,5 mg/l versus 2,0 mg/l) y zinc (0,2 mg/l versus 2,0 mg/l). Solo es más permisiva en la concentración admisible de cobre (1,0 mg/l versus 0,1 mg/l), plomo (0,1 mg/l versus 0,005 mg/l) y cianuros (0,5 mg/l versus 0,1 mg/l).

## **5. PROPUESTA: REUTILIZACIÓN DE EFLUENTES**

La perspectiva ambiental suele transformar procesos industriales lineales en cíclicos, priorizando el reingreso de residuos y desechos como posibles materiales, en lugar de eliminarlos e ingresar recursos nuevos al sistema.

Tal como ha sido desarrollado, los usos mayoritarios de agua en explotaciones hidrocarburíferas no convencionales están dados durante la etapa de fractura, que también trae aparejada la producción de flowback. El agua utilizada en la preparación de fluidos de fractura es mayormente agua “nueva” subterránea o superficial y el principal destino del flowback es su inyección a formación.

Lograr que este proceso hídrico lineal se transforme a uno cíclico requiere proponer alternativas que intensifiquen las medidas existentes de reutilización de efluentes. La condición ideal sería lograr que la totalidad del flowback producido pueda ser reintroducido en otras operaciones. De este modo se obtendría un ciclo virtualmente cerrado donde tanto los consumos de agua como los vertidos de efluentes se minimizarían.

Esta disminución de los consumos y efluentes puede traer ahorros económicos principalmente en materia de evitar la necesidad de perforación de pozos en inyectores. Por su parte, el efluente inyectado a formación requiere un tratamiento para evitar daños en la infraestructura y para alcanzar las calidades de vuelco exigidas por las autoridades provinciales. Esta gestión conlleva costos, que quizás puedan resultar más fructíferos si redundan en un uso posterior del efluente tratado.

A partir de la observación de las actividades de proyectos hidrocarburíferos, se proponen posibles destinos de efluentes tratados:

1. Fluidos de fractura;
2. Fluidos de perforación;
3. Formación de cementos;
4. Obras civiles de construcción de caminos, locaciones, plantas, etc.;
5. Tareas secundarias de plantas: agua de refrigeración, red de incendio, limpieza de instalaciones;
6. Riego.

Sin duda la opción más interesante es el reingreso del efluente como agua para fluidos de fractura dado que es el máximo consumo y que además, provee la posibilidad de unificar el tratamiento de la totalidad del efluente bajo condiciones de uso similares. De todos modos, todas son alternativas que requieren cierta consideración.

### **5.1. ALTERNATIVAS Y REQUISITOS**

La posibilidad de reutilizar un efluente como agua de suministro supone establecer tratamientos. La medida en que se tratará determinado efluente, dependerá de su naturaleza y de las necesidades del uso objetivo. A continuación se comentan brevemente las calidades necesarias para las opciones de reutilización mencionadas anteriormente.

### 5.1.1. Fluidos de fractura

A continuación se presentan de modo conjunto los parámetros más destacables de calidad de agua para la elaboración de fluido de fractura y los de calidad de flowback y de agua de producción, presentados anteriormente (ver Puntos 2.3 y 3.3).

**Tabla 10.** Comparación de parámetros principales de requerimientos de agua para fractura y calidad de efluente.

Parámetro	Unidad	VR agua para fluidos de fractura	Orden de valor de calidad	
			Flowback	Agua de formación
Sólidos disueltos totales	mg/l	≤ 50.000	100.000	240.000
Cloruros (Cl <sup>-</sup> )	mg/l	≤ 30.000	60.000	120.000
Sulfatos (SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup> )	mg/l	≤ 500	300	700
Bicarbonatos (HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> )	mg/l	≤ 600	1.000	-
Dureza total	mg/l	≤ 15.000	20.000	80.000
Calcio (Ca <sup>+2</sup> )	mg/l	50 - 250	10.000	30.000
Magnesio (Mg <sup>+2</sup> )	mg/l	10 - 100	100.000	2.000
Hierro (Fe <sup>+2</sup> ; Fe <sup>+3</sup> )	mg/l	1 - 20	200	100
Sodio (Na <sup>+</sup> )	mg/l	2.000 - 5.000	20.000	-

Es posible apreciar que los valores de referencia de calidad de agua para fluidos de fractura presentan concentraciones significativamente menores de analitos que las del flowback y agua de producción.

La concentración global de sólidos disueltos debe disminuir en más de la mitad para que sea posible reingresar el flowback en fluidos de fractura. Entre los aniones se requiere la reducción en proporciones similares de la concentración de cloruros; y entre los cationes es especialmente necesaria la reducción de las concentraciones de magnesio y calcio.

La importancia de la calidad del agua para la formación de fluidos de fractura se fundamenta en la compatibilidad con los aditivos químicos agregados. En este sentido, es necesario mencionar que distintas empresas de servicios exigen la provisión de distinta calidad de agua para sus operaciones.

De este modo, resulta interesante proponer una evaluación conjunta de las empresas operadoras y de servicios para establecer especificaciones concretas y fundamentadas de las calidades de agua límites. Se podría evaluar en cada caso el modo de lograr la calidad necesaria para la operación, con las fuentes de agua disponibles, a fin de evitar la introducción de agua nueva al sistema. Un avance más ambicioso sería la posibilidad de desarrollar aditivos más robustos, capaces de lograr sus funciones bajo condiciones de calidad de agua más salinas.

### **5.1.2. Otros**

#### Fluidos de perforación y cementación

En términos generales, el agua para fluidos de perforación y para la elaboración de cementos presenta menores exigencias que el agua para fluidos de fractura, ya que no interviene tan intrínsecamente con la formación. De todos modos, también exigen compatibilidad con los aditivos utilizados para poder satisfacer las funciones que cumplen.

De este modo, si bien necesita de cierto tratamiento para la eliminación de componentes disueltos, podría evaluarse la conveniencia de derivar parte de la corriente de efluentes en tratamiento, antes de alcanzar la máxima calidad.

Esto es especialmente válido para la elaboración de los fluidos de perforación y de cementos en tramos posteriores a la presencia de acuíferos de agua dulce, ya que los tramos anteriores sí exigen calidades más exigentes.

#### Obras civiles

Por otra parte, la utilización de volúmenes menores de efluentes en obras civiles puede ser una oportunidad para darle uso a aguas saladas, en tanto los requerimientos en ese aspecto son escasos.

La necesidad de agua para compactar el suelo en la construcción de caminos, locaciones y demás infraestructura, requiere la eliminación de componentes peligrosos como restos de hidrocarburos, posibles materiales radioactivos y metales pesados, que puedan infiltrar en el terreno y alterar acuíferos someros. Parámetros asociados a salinidad de cloruros y sulfatos de calcio, magnesio y sodio cobran menor relevancia en este aspecto.

#### Tareas secundarias de planta

Tareas de limpieza de equipos e instalaciones pueden absorber volúmenes de agua de mala calidad. El agua producto de la limpieza de sitios con restos de aceites, deberá recibir de todos modos una gestión adecuada previa a su disposición.

Por su parte, agua para el suministro de redes de incendio requieren la inexistencia total de componentes incrustantes, similar a lo necesario en agua de procesos de refrigeración.

#### Riego

El agua para riego de forestación en las instalaciones estables o incluso para revegetación de sitios dañados por actividades hidrocarburíferas, puede ser otro destino para la reutilización de agua.

La Tabla 11 presenta valores regulados de calidad de agua para riego especificados por el Decreto N° 831/93 reglamentario de la Ley Nacional N° 25.075 (adoptados por la provincia de Neuquén mediante el Decreto N° 1483/12) y por la Resolución DPA N° 1423/15 de la provincia de Río Negro. El Decreto N° 831/93 especifica más que nada, concentraciones admisible de

posibles componentes peligrosos. El listado considerado por la provincia de Río Negro es más amplio e incluye componentes asociados a la salinidad habitual del efluente.

**Tabla 11.** Calidad de agua para irrigación. Decreto N° 831/93 y Resolución N° 1423/15.

Parámetro	Unidad	Niveles de referencia de calidad de agua para riego	
		DR N° 813/93	Res. DPA N° 1423/15
Conductividad	uS/cm	-	3000
pH	UpH	-	6 a 9
RAS	-	-	10
Grasas y aceites	mg/l	-	10
DBO	mg/l	-	30 / 100
DQO	mg/l	-	250 / 500
Detergentes	mg/l	-	3
Fenoles	mg/l	-	0,05
Sólidos sedimentables en 2 hs	ml/l	-	5
Sólidos suspendidos totales	mg/l	-	150
Cloruros	mg/l	-	500
Cianuros	mg/l	-	0,1
Fluoruros	mg/l	-	1
Sulfatos	mg/l	-	600
Sulfuros	mg/l	-	1
Aluminio total	mg/l	5	3
Arsénico total	mg/l	0,1	0,1
Bario	mg/l	-	1
Berilio total	mg/l	0,1	-
Boro total	mg/l	0,5	0,7
Cadmio total	mg/l	0,01	0,01
Calcio	mg/l	-	250
Cinc total	mg/l	2	-
Cobalto total	mg/l	0,05	0,05
Cobre total	mg/l	0,2	0,2
Cromo total	mg/l	0,1	0,1
Flúor	mg/l	1	-
Fósforo	mg/l	-	10
Hierro total	mg/l	5	5
Litio total	mg/l	2,5	-
Manganeso total	mg/l	0,2	0,2

Parámetro	Unidad	Niveles de referencia de calidad de agua para riego	
		DR N° 813/93	Res. DPA N° 1423/15
Mercurio	mg/l	-	0,001
Molibdeno	mg/l	0,01	-
Níquel total	mg/l	0,2	0,2
Nitratos	mg/l	-	10
Paladio	mg/l	5	-
Plata	mg/l	-	0,05
Plomo total	mg/l	0,2	0,1
Selenio total	mg/l	0,02	0,02
Sodio	mg/l	-	500
Uranio total	mg/l	0,01	-
Vanadio total	mg/l	0,1	-
Zinc	mg/l	-	2
Fitosanitarios organoclorados	mg/l	-	0,05
Fitosanitarios organofosforados	mg/l	-	0,05
Coliformes termo tolerantes	NMP / 100 ml	-	1000
Helminetos	huevos / 1000 ml	-	1
Salmonella	UFC / 1000 ml	-	Ausente

Es necesario destacar que parámetros no regulados también pueden generar afectaciones sobre la calidad del suelo y tener impactos sobre la vegetación, si no son tenidas en consideración.

Por ejemplo, el riego con agua salada va aumentando la presión osmótica que debe superar la planta para poder absorber el agua. Como el agua absorbida es prácticamente desmineralizada, las sales en suelo van acumulándose e incrementando paulatinamente su salinización.

A fin de evitar impactos al ambiente por el riego con agua inadecuada, es necesario estudiar las condiciones naturales del suelo y las especies vegetales presentes, para establecer específicamente las calidades necesarias.

## 5.2. TRATAMIENTO DE EFLUENTES

El tratamiento actual del agua en yacimientos, elimina los sólidos en suspensión y el contenido de hidrocarburos, pero no actúa sobre los sólidos disueltos. Reingresar los efluentes en estudio al sistema como agua de suministro para cualquier operación, supone incorporar en mayor o menor medida, tratamientos específicos para la reducción de dichos sólidos disueltos.

La reducción de la salinidad del agua suele ser una de las mayores dificultades en su tratamiento. Los sistemas de membranas y de destilación son posibles y efectivos. Presentan alta autonomía en la operación y buen comportamiento frente a variaciones en la naturaleza del efluente, pero presentan costos energéticos significativos. Otro tratamiento posible es el uso de resinas de intercambio iónico, aunque requieren de importantes suministros de productos químicos y su rendimiento es más sensible a variaciones del fluido. También existen sistemas que combinan los mecanismos activos de estas tecnologías o diseños de tratamiento que las utilizan en etapas sucesivas según el resultado buscado.

Una opción que suele resultar útil para reducir la salinidad de agua, es su disolución con agua dulce. Si el balance hídrico global requiere de un suministro externo de agua, es posible considerar la combinación de ambas fuentes para la obtención de la calidad objetivo final. En este punto será necesario estudiar la compatibilidad de las aguas a fin de evitar la producción de incrustaciones o de prever el tratamiento de la mezcla de modo de forzar la precipitación de componentes incrustantes en sitios adecuados.

Tal como se mencionó, un aspecto importante en el diseño de posibles plantas de tratamiento es otorgarles flexibilidad en cuanto a los caudales de operación. Esto se puede lograr mediante la incorporación de sistemas modulares de tratamiento, que trabajen en paralelo y puedan ponerse en operación o mantenerse en reserva de acuerdo a las necesidades específicas. Asimismo, prever interconexiones entre distintos sistemas y la posibilidad de *bypasar* algunos equipos proveerá la posibilidad de ajustar el tratamiento a calidades de agua variables.

### **5.2.1. Tecnologías de desalinización**

A continuación se describen las tecnologías de tratamiento de aguas salinas mencionadas anteriormente.

#### Tecnologías de membranas

Bajo la denominación de tecnología de membranas se engloba a las técnicas de microfiltración, ultrafiltración, nanofiltración y ósmosis inversa. Estas se basan en la filtración de líquidos por un medio selectivo a través de un gradiente de presión. Su propósito principal es el de separar las especies presentes en función de sus tamaños.

Las técnicas de microfiltración separan partículas microscópicas y especies biológicas como bacterias (1 a 10  $\mu\text{m}$ ); la ultrafiltración separa fragmentos de materias como coloides o virus (0,01 a 1  $\mu\text{m}$ ). El campo de acción de estos dos tipos de membranas se superponen con los de separación de sólidos en suspensión por medio de sedimentación gravitacional, centrifugación, ultracentrifugación y fraccionamiento por espumeo y burbujeo ya descriptos en los tratamientos habituales de yacimientos.

Para moléculas de menor tamaño, se utiliza la nanofiltración que además de ser una barrera física presenta un comportamiento químico. La misma permite remover iones multivalentes como sulfatos, nitratos, calcio y magnesio. También permite eliminar metales pesados y componentes orgánicos.

Por último, la ósmosis inversa permite separar prácticamente todas las especies contenidas en un medio acuoso para obtener agua de pureza elevada. El fenómeno de ósmosis es un proceso natural por el cual un solvente pasa espontáneamente desde una solución de mayor concentración a una de menor concentración a través de una membrana semipermeable hasta lograr un equilibrio de concentraciones. La ósmosis inversa, es el proceso en el cual a partir de la aplicación de presión, se fuerza el pasaje del solvente (por ejemplo agua) a través de la membrana semipermeable en sentido inverso a su presión osmótica.

La nanofiltración suele constituir una alternativa a la ósmosis inversa para reducir la salinidad total y eliminar parte de los iones presentes. Permite desalinizar parcialmente salmueras con menores presiones de trabajo y menores tasas de rechazo que las membranas de ósmosis inversa. Asimismo, suelen permitir temperaturas de trabajo mayores.

En términos generales las ventajas que presentan las tecnologías de membranas, se encuentra la rápida remoción de sólidos disueltos, en suspensión y de microorganismos en una sola etapa de tratamiento. Las membranas se ofrecen en sistemas compactos modulares, con alta autonomía de funcionamiento. Como contraparte, se genera una corriente de rechazo con alta concentración de sales que también debe ser gestionado. Asimismo, presenta costos de operación asociados al consumo energético necesario para ejercer las presiones requeridas y forzar el pasaje del agua.

### Resinas de intercambio iónico

Las resinas de intercambio iónico son materiales sintéticos, sólidos e insolubles en agua, utilizados en el tratamiento de desalinización de aguas. Se las coloca como lecho en columnas contactoras por donde se hace fluir el agua a tratar.

Su mecanismo de funcionamiento es exclusivamente químico. Permite la separación de iones y moléculas polares, basado en las propiedades de carga electrónica.

Las resinas de intercambio iónico poseen un radical fijo y un ion móvil o de sustitución. El ion móvil es el intercambiado por otros iones de igual carga eléctrica. Este intercambio es un proceso rápido y reversible por lo que las resinas tienen la posibilidad de ser regeneradas una vez saturada su capacidad de intercambio.

Existen distintos tipos de resinas específicos para la eliminación de distintos iones. A continuación se describen los principales tipos de resinas y su modo de accionar:

#### A. Resinas catiónicas:

- De ácidos débiles: Eliminan cationes asociados a bicarbonatos y liberan ácido carbónico. Los cationes posibles son: calcio ( $\text{Ca}^{+2}$ ), magnesio ( $\text{Mg}^{+2}$ ), aluminio ( $\text{Al}^{+}$ ) y hierro ( $\text{Fe}^{+}$ ).
- De ácidos fuertes: Pueden eliminar todos los cationes presentes. Suelen encontrarse asociados a cloruros, nitratos, sulfatos, silicatos, etc. y liberan los ácidos de las sales inicialmente presentes. Ejemplos de los cationes posibles

son: calcio ( $\text{Ca}^{+2}$ ), cadmio ( $\text{Cd}^{+2}$ ), cobre ( $\text{Cu}^{+2}$ ), hidrógeno ( $\text{H}^+$ ), hierro ( $\text{Fe}^{+2}$ ,  $\text{Fe}^{+3}$ ), magnesio ( $\text{Mg}^{+2}$ ), mercurio ( $\text{Hg}^{+2}$ ), níquel ( $\text{Ni}^{+2}$ ), plata ( $\text{Ag}^+$ ), plomo ( $\text{Pb}^{+2}$ ), potasio ( $\text{K}^+$ ), sodio ( $\text{Na}^+$ ), zinc ( $\text{Zn}^{+2}$ ).

#### B. Resinas aniónicas:

- De bases débiles: Eliminan aniones de ácidos fuertes como cloruros ( $\text{Cl}^-$ ), nitratos ( $\text{NO}_3^-$ ) y sulfatos ( $\text{SO}_4^{-2}$ ).
- De bases fuertes: Eliminan todos los aniones presentes. Suelen encontrarse asociados a bicarbonatos ( $\text{HCO}_3^-$ ), bromuros ( $\text{Br}^-$ ), carbonatos ( $\text{CO}_3^{-2}$ ), cloruros ( $\text{Cl}^-$ ), cromatos ( $\text{CrO}_4^{-2}$ ), fluoruros ( $\text{F}^-$ ), ioduros ( $\text{I}^-$ ), nitratos ( $\text{NO}_3^-$ ), nitritos ( $\text{NO}_2^-$ ), silicatos ( $\text{SiO}^{-2}$ ), sulfatos ( $\text{SO}_4^{-2}$ ), sulfitos ( $\text{SO}_3^{-3}$ ).

Si bien efectivas, es necesario destacar la dependencia de los sistemas de resinas de intercambio iónico al suministro de productos químicos que pueden acarrear complicaciones en la operación. Por lo general se utiliza estos sistemas para una etapa de pulido final en requerimientos de aguas con alta pureza.

#### Destilación - Evaporación

La destilación es el proceso de separación de sustancias que componen una mezcla líquida, mediante vaporización y condensación selectiva. Particularmente en el tratamiento de aguas se calienta la solución acuosa para generar vapor que luego condensa. Por su parte, las sales son luego recogidas como sólidos.

Si bien completamente efectivos, este es un tratamiento costoso por la necesidad energética para lograr los cambios de fases. De todos modos, existen en el mercado desarrollos de sistemas de destilación con concentradores de calor solares, que colaboran en la reducción parcial o total del consumo energético.

Estos sistemas pueden ser útiles en el tratamiento de rechazos salinos de los sistemas de membranas mencionados anteriormente, en donde las concentraciones salinas son importantes pero los caudales se ven significativamente reducidos.

Una variación del sistema de destilación, es el de lagunas de evaporación viables únicamente en sitios con alta disponibilidad de espacios y radiación solar elevada. Aquí se suele perder el vapor a la atmósfera.

#### Electrodialisis o electrodesionización

La electrodialisis es una tecnología de separación de iones del agua que combina el uso de membranas de intercambio iónico, resinas de intercambio iónico y un campo eléctrico provisto por la inyección de una corriente continua de baja intensidad. La misma suelen proveer agua de pureza elevada.

Presentan la ventaja de que la regeneración de las resinas es continua por medio del campo eléctrico generado, lo cual hace que no se saturen y no se requieran regeneraciones químicas.

### **5.3. CONSIDERACIONES ECONÓMICAS**

Dado que la gestión más habitual de los efluentes es su disposición en pozos sumideros, los costos de diseño y construcción de sistemas de tratamiento que permitan reutilizar los efluentes, deben contrastarse con los costos de conversión de pozos productores a inyectores o incluso con los costos de perforación de pozos inyectores nuevos.

En caso de que existiera la disponibilidad de pozos productores fuera de servicio, su conversión a inyectores conllevaría un costo del orden de los 375.000 USD. La necesidad de realizar cementaciones correctivas, lo cual resulta frecuente, puede suponer un costo adicional de aproximadamente 125.000 USD llegando a valores totales de 500.000 USD. Por su parte, la perforación de pozos inyectores nuevos supone una inversión del orden del 1.000.000 USD.

Todo sistema de tratamiento que suponga una inversión del orden de la indicada, proveerá una alternativa viable de gestión. De acuerdo a valores de mercado, la disponibilidad de 500.000 USD resulta un presupuesto interesante para la adquisición de sistemas de tratamiento de reducción de salinidad de caudales de entre 30 y 75 m<sup>3</sup>/h (20.000 a 55.000 m<sup>3</sup>/mes según valores indicados en el Punto 2.2.1).

Los costos operativos deberán evaluarse con un criterio similar. De todos modos, tal como se ha mencionado, existen sistemas de tratamiento de alta autonomía, que minimizan este aspecto.

## **6. CONCLUSIONES**

La sustentabilidad de las actividades industriales se basa en la posibilidad de perpetuar las operaciones actuales sin dañar las posibilidades de generaciones futuras de satisfacer sus necesidades. La actividad hidrocarbúrica es intrínsecamente no sustentable en cuanto a la explotación de recursos no renovables. Esto debería incentivar el esfuerzo por lograr la máxima sustentabilidad posible en aspectos particulares de la industria, como lo es la gestión hídrica.

La actividad hidrocarbúrica no convencional ha introducido el uso intensivo de agua y la producción de grandes volúmenes de efluentes salinos. La etapa de fractura hidráulica supone más del 90% del consumo global de un proyecto de desarrollo no convencional. La necesidad del recurso es elevada e intensa, en tanto en la actualidad se precisan caudales del orden de los 30.000 m<sup>3</sup>/mes para la fractura de pozos por pad aunque la perspectiva es que estos volúmenes aumenten. Por su parte, al cabo del primer mes de producción, retorna entre el 10% y el 40% del volumen inyectado.

Esta situación plantea, por un lado, la problemática del uso eficiente de recursos. El agua es un bien renovable aunque escaso. En este sentido, es necesario priorizar las fuentes de suministro para evitar competir con otros usos prioritarios.

También es necesario considerar que hay ocasiones en que el consumo de agua por sí solo puede dañar la calidad de la fuente. Por ejemplo, un consumo que supere determinado caudal de equilibrio, puede generar cambios en las dinámicas de recarga tanto de acuíferos como de aguas superficiales que conlleven un detrimento de su calidad.

Por otra parte, todo efluente industrial requiere ser gestionado para evitar la afectación de medios ambientales. La inyección a subsuelo de los efluentes de la actividad hidrocarbúrica supone su disposición en condiciones que, se asumen, confinadas y aisladas de todo medio cercano a seres humanos. Esta es una práctica aceptada aunque con falencias y sin duda, mejorable.

La concepción cíclica de los procesos industriales, propone maximizar los esfuerzos por buscar alternativas de reutilización de todos los productos y desechos.

En materia de gestión hídrica de proyectos hidrocarbúricos no convencionales, es importante incorporar una visión global de los procesos de uso de agua y emisión de efluentes. El estudio de las características particulares de cada corriente para el desarrollo de diseños de tratamientos que posibiliten su reingreso al sistema y el avance de tecnologías de tratamiento, así como la flexibilización de requerimientos de calidad de agua para operaciones de fractura, tenderán a cerrar un ciclo de reutilización continua del agua.

## **7. BIBLIOGRAFÍA**

*American Petroleum Institute – API (2010). API Guidance Document HF2 “Water Management Associated with Hydraulic Fracturing”.*

Instituto Argentino del Petróleo y el Gas - IAPG (2013), “Práctica recomendada. Gestión del agua en la exploración y explotación de reservorios no convencionales en el área de influencia de la cuenca neuquina”.

IAPG a través de su página web “Shale en Argentina”: <http://www.shaleenargentina.com.ar/>

Laboratorio de Formulación, Interfases, Reología y Procesos - FIRP (1999), “Técnicas membranarias de filtración de líquidos. Micro, ultra, nanofiltración y ósmosis inversa.”

Ministerio de Energía y Minería de la Nación: <http://www.energia.gov.ar/contenidos/>

Rojas Martínez, Francisco Javier (2014), “Estudio del efecto de la formación de incrustaciones minerales en el aparejo de producción sobre el comportamiento de pozos productores de aceite”.

Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos de la provincia de Neuquén (dependiente del Ministerio de Energía, Servicios Públicos y Recursos Naturales): <http://www.energianeuquen.gov.ar/>

- Alonso y Giusiano (2012) “Fracturación hidráulica en arcillitas (shales)”.
- Gutiérrez Schmidt y Huenufil Molina (agosto 2015) “Resumen estadístico de producción de petróleo y datos de pozos. Área Loma Campana, provincia de Neuquén. Julio de 2010 a junio de 2015. Dirección de Reservorios, Dirección General de Información y Estudios”.
- Lauri (2013) “Fractura hidráulica. Departamento de Estudios Dirección General de Información y Estudios”.

*United States Environmental Protection Agency - EPA (2015), “Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources”.*