



# El agua en la explotación de yacimientos no convencionales

Por **Ing. Juan Carlos Trombetta**

**Uno de los elementos más importantes del desarrollo de *shale gas* es el agua; sus correctos tratamiento y utilización son esenciales para asegurar el cuidado del medio ambiente.**

Los fluidos de fractura consisten principalmente en miles de metros cúbicos de agua mezclada con arenas de fractura y una variedad de aditivos químicos. Es fundamental destacar entonces que no sólo es relevante el disponer de un importante volumen de agua para inyectar, sino también saber qué se hará con el producido después del tratamiento de fractura.

La disposición del agua producida suele ser una preocupación para la industria. Después del tratamiento por fractura hidráulica, el fluido de fractura mezclado con agua de la formación comienza a retroceder en el *casing* hacia la cabeza del pozo, creando un fluido de retorno (*flowback*).

El 20% al 40% del agua usada para fractura retorna a la superficie como *flowback* y, más tarde, como agua de producción. Este fluido, además de los componentes de su formulación base, traerá consigo elementos que son parte de la formación misma y que se encuentran en las profundida-

des de fractura, aproximadamente 2.000 a 3.500 metros.

Uno de los ingredientes más notables son las sales de sodio y calcio, pero también estarán presentes el bario, estroncio, hierro, numerosos metales, petróleo, tensioactivos y otros componentes. La calidad de este *flowback* difiere según la geología de cada región y el tipo de fluido de fractura diseñado. Este fluido es tratado convenientemente antes de disponerlo, ya sea en pozos sumideros aprobados para tal fin o para su reuso en operaciones posteriores de fractura u otras aplicaciones.

Una vez tratado este fluido, se obtendrán al menos tres fases (agua, crudo y sólidos) que serán tratadas nuevamente antes de su disposición final. La tecnología y la infraestructura necesarias para estos tratamientos dependerán de cada caso en particular, pero se cuenta ya con diferentes alternativas y últimamente hay disponibles desarrollos de tratamiento con productos y equipamiento nacional de efectiva *performance* en nuestro país.



## El fluido de fractura y sus componentes

El agua es un elemento importante para la mayoría de los tratamientos por fractura hidráulica, representa el 95% del total de componentes del fluido. La arena de fractura o agente sostén (*proppant*) es el otro constituyente de importancia en volumen. Se trata de un material granular, usualmente arena, que se mezcla con el fluido de fractura y su misión es mantener abierta o apuntalar la fractura producida al inyectar el fluido a alta presión y mantener la conductividad de fractura deseada.

Los fluidos predominantes utilizados para fractura son a base de agua mezclados con reductores de fricción que permiten que el fluido en sí más las arenas de fractura sean bombeados a la zona de interés a mayor caudal y menor presión que si se usara agua solamente.

En adición a los reductores de fricción, los otros aditivos químicos pueden ser ácidos diluidos para remover lodo de perforación de la pared del pozo, tensioactivos, biocidas y bactericidas para prevenir el crecimiento de microorganismos, agentes formadores de gel (entrecruzadores), estabilizadores de pH, ruptores de geles, estabilizantes de arcillas, inhibidores de corrosión e incrustación, cloruro de potasio, secuestrantes de oxígeno, entre algunos otros.

Es importante destacar que la mayoría de los aditivos usados en fluidos de fractura presentan riesgos muy bajos para la salud.

Estos aditivos, más las características del agua de la formación que está siendo fracturada, son los que a menudo dan la pauta del manejo del agua y las opciones de disposición o tratamiento.

El fluido de fractura es un producto formulado con precaución, y las empresas de servicio varían el diseño de estos fluidos, basadas en las características de la formación del reservorio y de los objetivos específicos del operador. La composición del fluido de fractura variará por yacimiento, empresa contratada y pozo. Los desafíos específicos por enfrentar son el tamaño de la operación, el volumen de agua por manejar, el desarrollo bacteriano, el transporte de arena de fractura, el contenido de hierro, la estabilidad y la ruptura del fluido de fractura.

No todos los pozos requerirán cada especie de aditivo; aun más, si bien hay diversas fórmulas para cada tipo de aditivo, usualmente se requiere sólo uno o un poco de cada especie. La concentración promedio de estos aditivos está comprendida entre el 0,5% y 2% del total del fluido.

## Tipos de fluidos de fractura

El desarrollo de fluidos de fractura específicos para cada situación está en constante evolución. El diseño de un fluido de fractura se basa en los siguientes parámetros:

- Tipo de fluido.
- Viscosidad requerida.
- Reología del fluido.
- Costo.
- Experiencia con el tipo de formación.
- Disponibilidad de materiales.
- Tipo de arena de fractura.

Los fluidos pueden ser basados en geles lineales acuosos, fluidos de fractura basados en hidrocarburos, geles entrecruzados, espumas (o con reductor de fricción). Los fluidos de base acuosa son los de mayor uso, debido a su bajo costo, alta *performance*, gran capacidad de soporte, aceptables para el medio ambiente y fáciles de manejar. A continuación se detalla cada tipo:

**Fluido de gel lineal acuoso:** son formulados con un rango amplio de polímeros en base acuosa. Los polímeros normalmente utilizados son: goma guar; hidroxipropil guar (HPG), hidroxietil celulosa (HEC) y carboximetil hidroxipropil guar (CMHPG). Estos polímeros son productos en polvo que se hidratan o hinchan al mezclarse con agua y forman un gel viscoso.

**Fluidos base hidrocarburo:** son indicados para formaciones sensibles al agua. Normalmente utilizan querosén gelificado, diésel, productos destilados y varios aceites. Se usan sales de aluminio de ácidos fosfórico orgánicos para elevar la viscosidad, dar capacidad de transporte de las arenas de fractura y mejorar la estabilidad a la

temperatura. Comparados con los fluidos base agua, estos son más caros y más difíciles de manejar.

**Fluidos de geles entrecruzados:** algunos son geles de fractura que se obtienen al utilizar boro para entrecruzar los polímeros hidratados y así proveer un incremento de la viscosidad. Los polímeros mayormente utilizados son goma guar y HPG. Otra variante es la que contempla el uso de compuestos organometálicos para lograr el entrecruzamiento. Los más difundidos son los que utilizan complejos de zirconio y titanio combinados con goma guar, HPG y CMHPG.

**Fluidos base espuma:** contienen una fase líquida (usualmente gelificada), un agente espumante y una fase interna generalmente nitrógeno o dióxido de carbono. Se utilizan en formaciones de baja presión y sensibles al agua. La desventaja del uso de estos fluidos es que no trabajan con alta concentración de arenas, su costo, así como del equipo para aplicarlo, es muy alto y son antieconómicos comparados con los fluidos base agua.

## Control de la calidad del agua producida y su tratamiento

Hemos hecho una descripción de los distintos componentes factibles de estar presentes en un fluido de fractura para ahora dedicarnos a ver los efectos en el ambiente del

retorno de este fluido a la superficie. Luego, nos referiremos a las alternativas de tratamiento del *flowback* y el de sus componentes posterior a su procesamiento.

Luego de que la fractura se ha realizado, se comenzará a producir agua junto con el gas o crudo producido. Una parte es fluido de fractura que retorna y otra, el agua de formación natural. No importa la procedencia: este retorno siempre debe ser controlado.

En los Estados Unidos, por ejemplo, los Estados, los Gobiernos locales y las compañías operadoras buscan la forma de controlar el agua producida de forma de proteger las fuentes de agua superficial y subterránea y de reducir la demanda futura de agua dulce. Bajo la consigna de “reducir, re-usar y reciclar”, estos grupos examinan los métodos tradicionales e innovadores para administrar, tratar y disponer el agua producida luego de las operaciones de fractura hidráulica.

El agua es generalmente controlada a través de una variedad de mecanismos que incluyen la inyección subterránea (pozos sumideros), tratamiento y vuelco, y reciclado. Permanentemente se están desarrollando nuevas tecnologías de tratamiento que se suman a las aplicaciones de tratamientos ya existentes, que suelen ser efectivas, para tratar el agua producida y poder reutilizarla en una variedad de aplicaciones. Esto permite que el agua asociada a operaciones de *shale* pueda visualizarse como potencial fuente de recurso de agua para fractura.

En algunos estados de los Estados Unidos, incluso, el agua es inyectada en pozos sumideros y almacenada allí;



vale destacar que el control de estos sumideros está a cargo del Underground Injection Control Program (UIC) of the Federal Safe Drinking Water Act. El programa es diseñado para confinar el agua producida en una zona apta para inyección, de esta forma se evita su contacto con el agua dulce existente.

Como ejemplo vale citar el caso de Pennsylvania en donde el agua producida es reciclada. Las salmueras producidas son difíciles y costosas de tratar, y la salinidad de este efluente crea altos niveles de sólidos totales disueltos (TDS, por su sigla en inglés). Un tratamiento incompleto de estas salmueras crea una situación donde los altos TDS traen problemas en las plantas de potabilización como la formación de trihalometanos (THM). Los TDS reaccionan con el cloro que se agrega en la etapa de potabilización y se forman así los THM.

En febrero 2012, en *Oil and Gas Facilities –SPE* se publicó una tabla con el costo en Bakken para el manejo del agua en estas estimulaciones: obtener el agua cruda 0,25/1,75 U\$S/bbl; transporte 0,63/5,00 U\$S/bbl y para disponer del agua entre 0,5/9,0 U\$S/bbl. En definitiva, el costo se ubica entre 2,0 y 16,8 U\$S/bbl. Sobre una base

promedio de 60.000 bbl por pozo estimulado, indudablemente que esta cifra es muy significativa.

### Manejo de fluidos y su almacenamiento

Los fluidos que se manejan antes y después de la fractura, generalmente, deben ser almacenados en el lugar de trabajo y transportados desde la fuente de suministro hasta el punto final de tratamiento o disposición.

En las operaciones realizadas en los Estados Unidos, los fluidos usados para fractura generalmente son almacenados en tanques o lagunas artificiales debidamente aisladas o recubiertas con *film* protector. Los fluidos de retorno o *flowback* también se envían a tanques o piletas realizadas en tierra siguiendo normas ambientales y revestidas.

Todos los componentes del fluido de fractura incluyendo el agua, arenas de fractura y aditivos químicos, deben ser administrados en forma adecuada en el sitio de trabajo antes, durante y después de la fractura. Idealmente, los componentes del fluido de fractura deberán mezclarse entre sí sólo cuando se los necesite.

**Almacenamiento en lagunas artificiales:** deben cumplir con las disposiciones locales, buenas prácticas industriales y especificación del *film* protector, según las autoridades de los Estados Unidos.

En diversas operaciones de ese país, varios operadores han convenido en centralizar el uso de estas lagunas para aumentar la eficiencia y limitar su número, que deberán ser construidas de forma tal que conserven su integridad estructural durante toda su vida útil. Se deberá prevenir cualquier potencial pérdida por infiltración. Estas lagunas son usadas en varios estados de los Estados Unidos para almacenar fluidos por largos períodos y se las localiza distantes de cursos de agua superficiales.

**Almacenamiento en tanques:** en los Estados Unidos, muchos operadores utilizan tanques metálicos para almacenar fluidos por inyectar y los producidos por ope-

raciones de fractura en lugar de lagunas artificiales. Estos tanques deben cumplir con los estándares establecidos por los Estados y lo mismo aplicaría a nuestro país, donde la ley de hidrocarburos establece los requisitos que se deben cumplir para estas instalaciones.

## Administración y disposición del agua asociada con fractura hidráulica

Según las normativas estadounidenses, en general, todos los fluidos, incluyendo los de fractura y *flowback*, deberían ser removidos de la locación una vez terminada la operación. Adicionalmente y en el caso de usarse lagunas artificiales, estas deben eliminarse luego de terminada la operación.

El agua utilizada en ciertos procedimientos de fractura suele disponerse de las siguientes formas:

- 1) Es inyectada en pozos sumideros de acuerdo con reglamentaciones locales.
- 2) Es transportada a plantas de tratamiento dependiendo de los permisos de cada zona (en ciertas regiones, el agua es tratada para remover los agentes polutantes, cumplir con los parámetros de calidad y luego volcada a la superficie).
- 3) Reuso/reciclado.
- 4) Otros usos industriales.
- 5) Tratamiento *in situ*.

Las opciones de disposición dependen de una variedad de factores, incluyendo la disponibilidad de zonas aptas para la inyección y la posibilidad de obtener permisos para hacerlo; la capacidad de tratamiento de las plantas antes citadas y la habilidad del operador de obtener los permisos de descarga.

En nuestro país, se está utilizando la opción 1 por ahora, pero en breve deberán contemplarse alternativas de tratamiento de los fluidos producidos ya que no sólo es importante tener siempre el control de la contaminación, sino también aprovechar mejor una fuente de suministro de agua muy importante para futuros trabajos de fractura y otras aplicaciones.

**Pozos sumideros:** la disposición de los fluidos de retorno en pozos sumideros, donde esta práctica es factible, es reconocida como una actividad bien regulada y efectiva. La API (American Petroleum Institute) ha publicado varios documentos relativos al tema ([www.api.org/Publications/](http://www.api.org/Publications/)).

**Plantas de tratamiento de desechos industriales:** muchos operadores estadounidenses entienden que los requerimientos de disposición futuros no van a permitir tratar estos fluidos en las plantas disponibles para el tratamiento de desechos industriales. Por ello, una solución alternativa es la construcción de plantas (propias o de terceros) operadas por cooperativas o una empresa relacionada con el medio ambiente. En muchas zonas, se están instalando en forma temporal plantas de tratamiento o se están utilizando plantas móviles. Estas plantas pueden aliviar o reducir el uso de camiones para transportar los efluentes.

**Reuso/reciclado:** es un hecho que es mucho más práctico tratar el agua para que cumpla con especificacio-

nes para ser reutilizada en futuros trabajos de fractura que tratarla para que reúna los requisitos para devolverla a la fuente o volcarla en la superficie.

La reutilización del *flowback* provee una solución práctica para contrarrestar los efectos de la baja disponibilidad de agua dulce y las dificultosas situaciones de disposición.

El agua de formación y el retorno del fluido de fractura pueden ser reutilizados para fractura dependiendo de la calidad del agua. La salinidad, los sólidos disueltos y las características generales de este fluido pueden variar dependiendo de la geología de la formación y del estrato rocoso. Por ejemplo, la salinidad del agua puede estar comprendida entre salobre (5.000 a 35.000 ppm), salina (35.000 a 50.000 ppm) a salmuera supersaturada (50.000 a más de 200.000 ppm).

Otra de las características del agua que pueden influir en las posibilidades de reuso en fractura, incluye la concentración de hidrocarburos, sólidos suspendidos, sustancias orgánicas solubles, hierro, calcio, magnesio, trazas de benceno, boro, silicatos y, tal vez, otros compuestos.

Se están adaptando avances tecnológicos aplicados a otros tratamientos de agua industrial, para tratar las de alta salinidad proveniente de fracturas hidráulicas y que incluyen la ósmosis inversa y la innovación en membranas.

Asimismo, se está ajustando la tecnología de destilación para mejorar la efectividad del actual tratamiento del agua de retorno entre un 75% y un 80%. Sin embargo, la destilación es también un proceso energético intensivo

que puede resultar una opción sólo en operaciones con mejoras tecnológicas, para incrementar la efectividad del tratamiento y la eficiencia total del proceso. Alentar esta alternativa requiere de un planeamiento cuidadoso y del conocimiento minucioso de la composición del *flowback* y del agua de formación. Requiere de la selección apropiada de productos químicos y diseño del tratamiento.

**Otros usos industriales:** puede considerarse el uso de agua proveniente del *flowback* en otras aplicaciones, pero esto va a depender de las consideraciones de la locación. Una aplicación puede ser la perforación; otra podría ser la reinyección para operaciones de secundaria o incluso, preparar salmueras o, como ya vimos, nuevas operaciones de fractura. Lo cierto es que para cualesquiera de estas potenciales aplicaciones, se requerirá un tratamiento adecuado.

**Tratamiento in situ:** a continuación veremos un ejemplo de este sistema de tratamiento. El yacimiento Pinedale Anticline ubicado en el sudeste de Wyoming, es un ejemplo de cómo el reciclado del agua ha contribuido significativamente para tener disponibilidad de este recurso para el desarrollo del yacimiento. El proceso de fractura se realiza durante las 24 horas a razón de 3 a 4 días por pozo. El volumen de fluido de fractura asciende a unos 30.000 bbl, y la recuperación inicial está comprendida entre 25% y 50%.

Hasta el año 2004, el fluido de fractura no se procesa-

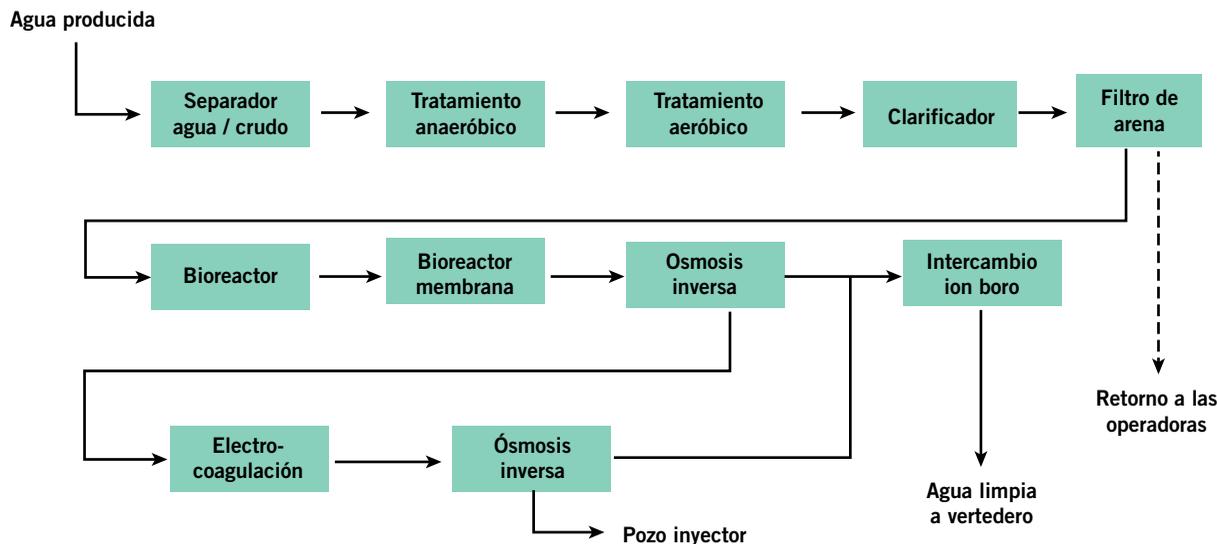


Figura 1. Sistema de tratamiento in situ del yacimiento Pinedale Anticline.

ba, el agua producida y el *flowback* eran transportados en camiones e inyectados en pozos sumideros o dispuestos en lagunas para su evaporación. El reciclado del fluido comienza en 2006 en una planta que recibe los efluentes de las operadoras y debe tratarse variadas mezclas de geles de goma guar; poliacrilamidas, una variedad de aditivos de fractura y un alto valor de sólidos suspendidos. Una vez tratados estos retornos, el procesado vuelve a los operadores para más aplicaciones de campo.

El proceso en Pinedale Anticline, como se muestra en la figura 1, fue diseñado y construido para lograr el desarrollo del yacimiento en tres fases. La primera usó tratamientos biológicos anaeróbico y aeróbico seguidos por clarificación y filtración para limpiar el agua producida y el *flowback*, a un caudal suficiente para abastecer fracturas en forma continua. En los primeros cuatro años de trabajo, esta planta procesó más de 22 millones de barriles de agua de fractura.

La segunda fase fue designada para procesar más agua para perforación y cementación, construcciones de superficie y otros desarrollos de campo. Para cumplir con los requerimientos de descarga a ríos, se utilizó un bioreactor con membrana, ósmosis inversa y proceso de intercambio iónico para así eliminar componentes como el metanol, aromáticos disueltos, boro y sólidos disueltos.

Las sales inorgánicas se lograron reducir de 8000 mg/l a menos de 100 mg/l; el boro se redujo de un promedio de 20 mg/l a menos de 0,75 mg/l, y la materia orgánica fue removida por debajo de los niveles de detección.

La tercera fase incorporó la electrocoagulación y un segundo tratamiento de ósmosis inversa para cumplir con los requerimientos para inyección en pozos.

## Experiencias en la Argentina con fluidos de fractura

Con el objetivo de poder extrapolar la aplicación de tecnología local a los inminentes proyectos de fractura para obtención de petróleo y gas de forma no convencional, se llevaron a cabo dos experiencias en las provincias de Chubut y Santa Cruz con fluidos de fractura convencionales.

Desde luego, los volúmenes de fluido de fractura con-

vencional son sustancialmente menores a los que se utilizan en operaciones de *shale*. Sin embargo, el trabajo realizado permitió comprobar la factibilidad de implementar un sistema de tratamiento, la eficacia de los productos químicos de fabricación local, la posibilidad de separar el efluente en tres fases bien identificadas y planificar alternativas de tratamiento ulterior para cada una de estas fases, utilizando equipamiento disponible en campo y otros provistos por empresas de servicio.

El fluido por tratar se recibió en el lugar de procesado por medio de camiones que volcaron su contenido en tanques provistos de sistema de agitación.

Todo crudo que pudo separarse mientras se descargaba el camión, tanto como aquel que se separó en los tanques por medios físico-químicos, se pasó a otro tanque o módulo de tratamiento calefaccionado.

El tiempo de residencia es fundamental para permitir una separación natural de fases entre el agua y el crudo si no se cuenta con un sistema de separación inducida. Dado el volumen significativamente mayor por tratar en fracturas de yacimientos no convencionales, se requirieron unidades de flotación por gas inducido (IGF) que permiten la separación de fases en forma continua y rápida.

La adición de agentes desemulsionantes ha sido de ayuda para permitir la obtención de crudo de acuerdo a las especificaciones para su envío a la planta de tratamiento.

La fase acuosa con sólidos en suspensión recibió un tratamiento en tanques destinados para tal fin. Allí se realizó el ajuste de pH seguido del agregado de aditivo ruptor de geles. La adición de un coagulante, seleccionado por ensayos previos de laboratorio, completó la separación de fases para obtener agua clarificada (sólidos suspendidos < 5 ppm).

El agua fue transferida a un tanque de agua tratada para el agregado de biocidas, la realización de los ajustes de pH finales y su posterior retorno a campo para su reuso.

Los sólidos acumulados en los tanques de tratamiento de la fase acuosa se transfirieron a otro módulo con agitación lenta donde se procedió al agregado de floculante selectivo que permitió desaguar estos barros y hacerlos aptos para tratarlos en una centrífuga.

Este trabajo fue realizado íntegramente por empresas nacionales, tanto de asesoramiento y servicio como de



## Desafíos normativos que presenta la nueva modalidad operativa (*shale y tight sand*)

La utilización de grandes volúmenes de agua para realizar las operaciones de fractura hidráulica genera, en consecuencia, grandes volúmenes de retorno. La Argentina, a raíz de la implementación de esta tecnología no convencional de obtención de gas y crudo deberá enfrentar un desafío muy importante en términos de proteger el medio ambiente y minimizar la utilización de recursos no renovables.

Haciendo historia, desde que allá por 1907 comenzó la actividad petrolera en el país y hasta la década de 1990, no existía a nivel mundial una conciencia medioambiental como la que afortunadamente hoy ya se tiene.

Esta nueva técnica extractiva trae diversos impactos ambientales que se agregan a los conocidos, principalmente sobre el suelo y el agua, superficial y subterránea.

Hagamos un resumen de las leyes y resoluciones que aplican a la actividad hidrocarburífera vigente:

manufactura de productos químicos, que constantemente se dedican al desarrollo de nuevas formulaciones y de mejoras en los diseños de equipos para contar con un sistema integral y tratar los retornos de fluido de fractura.

## Plantas de tratamiento móviles

Es importante destacar que hay muchos diseños disponibles de plantas móviles que han probado su eficiencia en varios yacimientos de los Estados Unidos. Algunos de estos sistemas incluyen un lecho filtrante seguido de ozonización, separación por centrifugado y filtración adicional por filtros a cartucho y membranas. La ozonización combina el uso de ozono, ultrasonido y electroprecipitación. El agua supersaturada en ozono es mezclada con el efluente por flasheo usando cavitación hidrodinámica.

Transductores ultrasónicos inician la flotación de crudo y sólidos suspendidos por generación de gas disuelto y la conversión de ozono a radicales hidroxilo que oxidarán todo compuesto orgánico en nanosegundos. La cavitación ultrasónica convierte las partículas grandes en pequeñas, que facilitan la remoción por flotación.

Otro caso es el de los sistemas de evaporación diseñados para reciclar el agua de fractura en el lugar de la operación. Trabajan por recompresión mecánica del vapor y se obtiene agua destilada y un concentrado de sales que van a una planta de cristalización para obtención de cloruro de sodio.

Ensayos hechos con agua producida en el yacimiento Marcellus muestran la factibilidad de tratar agua con alto contenido de sólidos disueltos.

Los métodos tradicionales de pretratamiento de aguas producidas antes de someterlas a evaporación térmica incluyen la oxidación y el tratamiento con calcio para precipitar hierro y manganeso, y remover sólidos suspendidos. En los casos en que se tengan altos valores de bario y radio, se requiere de un pretratamiento que incluye el intercambio iónico, la nanofiltración, precipitación de sulfatos y carbonatos y absorción de dióxido de manganeso.

Luego se pasa al proceso de evaporación y cristalización en el que se obtiene cloruro de sodio y agua destilada.

Estos son apenas unos ejemplos y nuevas alternativas que se están considerando y evaluando en forma continua.

### República Argentina

- Res. SEN 105/92: establece las normas y procedimientos para la protección del medio ambiente durante la exploración y explotación de hidrocarburos.
- Ley Nacional N.º 24.051: ley de residuos peligrosos.
- Resolución 252/93: guía que orienta para la preparación de estudios ambientales exigidos por la Resolución 105/92.
- Resolución SEN 341/1993: aprueba el cronograma y normas para el reacondicionamiento de piletas y de restauración de suelos.
- Resolución SEN 342/1993: establece la estructura de los planes de contingencia.
- Resolución SEN 419/1993: auditorías de seguridad.
- Decreto N.º 437/93: de la evaluación ambiental previa a la actividad petrolera.
- Decreto N.º 831/1993: reglamenta la Ley N.º 24.051.
- Ley N.º 25.675: Ley General del Ambiente.
- Resolución SEN 5/95: normas y procedimientos sobre abandono de pozos y su revisión en el Decreto 1631/2006.
- Ley N.º 25.612/2002 que regula la gestión integral de residuos de origen industrial y de actividades de servicio, que sean generados en todo el territorio nacional, y sean derivados de procesos industriales o de actividades de servicios.
- Ley N.º 25.675/2002: denominada "Ley General del Ambiente" que establece 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. La política ambiental argentina está sujeta al cumplimiento de los siguientes principios: de congruencia, de prevención, precautorio, de equidad intergeneracional, de progresividad, de responsabilidad, de subsidiariedad, de sustentabilidad, de solidaridad y de cooperación.
- Ley N.º 25.688/2002: establece el "Régimen de Gestión Ambiental de Aguas" que consagra los presump-

tos mínimos ambientales para la preservación de las aguas, su aprovechamiento y uso racional. Para las cuencas interjurisdiccionales se crean los comités de cuencas hídricas.

- Resolución SEN 24/04: establece los procedimientos para la presentación de denuncias de incidentes ambientales.
- Resolución SEN 25/04: normas de presentación de estudios ambientales.
- Resolución SEN 785/05: programa nacional de control de pérdidas en tanques aéreos de almacenamiento de hidrocarburos y sus derivados.

### Provincia del Neuquén

- Ley Nro. 899: Código de aguas.
- Decreto N.º 2756/83: reglamenta el uso de aguas públicas.
- Ley N.º 1875 (T.O. ordenado 2267): ley de prevención, conservación, defensa y mejoramiento del medio ambiente.
- Decreto N.º 2656/99: reglamenta la Ley N.º 1875.
- Disposición N.º 312/05: disposición final de los efluentes cloacales en los campamentos instalados con motivo del desarrollo de las actividades hidrocarburíferas.
- Ley N.º 2600: establece el certificado de aptitud ambiental.
- Decreto N.º 1905/09: reglamenta la Ley N.º 2600.
- Ley N.º 2666: reglamenta la actividad hidrocarburífera y actividad minera.
- Aplicación del sistema de locación seca, control de sólidos, tratamiento de lodos y *cutting*. Estudio de Sensibilidad Ambiental. Presentación. Obligatoriedad.
- Disposición SSMA N.º 111/10: utilización de mantas oleofílicas para la prevención de derrames, durante la perforación, *workover* o *pulling* de los pozos (no se aplica en los casos de perforación bajo el sistema de locación seca).
- Decreto 1483/12 de agosto de 2012, reglamenta las normas y procedimientos para exploración y desarrollo de reservorios no convencionales.

Conceptualmente, los trabajos para yacimientos *shale* son similares a los yacimientos convencionales, por ello se puede considerar que los riesgos ambientales derivados de la explotación de reservas *tight* y *shale*

no difieren sustancialmente de los generados por la explotación convencional.

Sí es importante resaltar algunos aspectos que deberían adicionarse a la normativa actual para contemplar aspectos como: determinar previamente la presencia de napas y acuíferos que serán afectados por la perforación; limitar los procedimientos de fractura a menos de una determinada profundidad o a menos de una determinada distancia de ríos, lagos, arroyos, acuíferos o áreas naturales protegidas.

Respecto del agua superficial, sería importante cuantificar y proyectar el suministro, sumándole la obligato-

riedad de su reutilización y reglamentar sobre el destino final del volumen de agua no reutilizada.

Como vimos, existe a nivel nacional y provincial una profusa y completa normativa, actualmente aplicable a la explotación convencional que puede, cambiando y agregando lo que corresponda, ser aplicada a esta nueva modalidad.

Considerar el cumplimiento de normativas que preserven el medio ambiente y la vida toda, también dará una idea real del costo de explotación y, entonces, saber si es factible y rentable aplicar esta tecnología. Es deseable que por ningún concepto se planifique un proyecto de esta naturaleza omitiendo los costos implícitos en la preservación de recursos, el tratamiento y disposición de efluentes y el cuidado del medio ambiente.

## Conclusiones

Las fracturas hidráulicas para obtención de petróleo y gas por métodos no convencionales requieren de un gran volumen de agua.

El agua producida de las operaciones de fractura debe tratarse.

Los desafíos específicos por enfrentar son: tamaño de la operación, volumen de agua por manejar, desarrollo bacteriano, transporte de arena de fractura, estabilidad y ruptura del fluido de fractura. Es tan relevante el disponer del agua para inyectar, como saber qué se hará con el producido tras el tratamiento de fractura.

Se deberá prever cualquier potencial pérdida por infiltración y tener todas las precauciones para que esto no ocasione ningún problema al medio ambiente.

El agua tratada puede ser utilizada para muchas otras aplicaciones de campo como la perforación, inyección secundaria, preparación de salmueras, etcétera.

De acuerdo a la experiencia estadounidense, el costo de obtener y tratar el agua juega un papel muy importante en la economía del proyecto.

Si bien el desarrollo convencional es nuevo en la Argentina, existen muchas empresas con la experiencia suficiente que vienen trabajando desde hace décadas en el tratamiento de aguas.

Por esa razón, disponemos de productos, tecnología y diseño de equipamiento para tratar los fluidos de fractura; su desarrollo y crecimiento están disponibles para acompañar la implementación de la fractura en nuestro país.

La Nación, las provincias y operadores deben unir esfuerzos e invertir en el control y tratamiento del agua producida. ■

*Ing. Juan Carlos Trombetta es ingeniero químico por la Universidad de Buenos Aires. Tiene más de 30 años de experiencia adquirida en empresas multinacionales trabajando en el uso y aplicación de productos y sistemas para operaciones de separación sólido-líquido; el tratamiento de las aguas de fractura y la utilizada en recuperación secundaria y terciaria de petróleo; el diseño y puesta en marcha de tecnologías e instalaciones de superficie en proyectos EOR/IOR y tecnologías para modificación de perfiles de inyección. Asimismo, es fundador de JCT Consultores.*