

**ALTERNATIVAS PARA LA MINIMIZACIÓN DEL USO DEL AGUA EN LAS  
OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN LA EXPLOTACIÓN  
DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES**

**CAMILO ANDRÉS GÓMEZ ACOSTA**

**FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA  
FACULTAD DE EDUCACIÓN PERMANENTE Y AVANZADA  
ESPECIALIZACIÓN EN GESTIÓN AMBIENTAL  
BOGOTÁ D.C.  
2016**

**ALTERNATIVAS PARA LA MINIMIZACIÓN DEL USO DEL AGUA EN LAS  
OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN LA EXPLOTACIÓN  
DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES**

**CAMILO ANDRES GOMEZ ACOSTA**

**Monografía para optar por el título de Especialista en  
Gestión Ambiental**

**ASESOR  
JIMMY EDGARD ALVAREZ DIAZ  
Biólogo Doctor**

**FUNDACION UNIVERSIDAD AMERICA  
FACULTAD DE EDUCACION PERMANENTE Y AVANZADA  
ESPECIALIZACION EN GESTIÓN AMBIENTAL  
BOGOTÁ D.C  
2016**

## NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

---

---

Firma del Director de la Especialización

---

Firma del Calificador

Bogotá, D.C., junio de 2015

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Jaime Posada Díaz

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos.

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica y de Posgrado

Dra. Ana Josefa Herrera Vargas

Secretario General

Dr. Juan Carlos Posada García Peña

Decano Facultad de Educación Permanente y Avanzada

Dr. Luis Fernando Romero Suarez

Director Especialización en Gestión Ambiental

Dr. Francisco Archer Narváez

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores

## DEDICATORIA

A mis padres, hermanos y todas las personas que me han acompañado durante todo este camino y han hecho posible lo que soy hoy.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco especialmente al Profesor Jimmy Álvarez que siempre estuvo apoyándome y asesorándome en el transcurso de esta monografía. Así mismo, agradezco a mis padres por haberme dado esta oportunidad de formarme como profesional y ahora como especialista. Y por último, a todas las personas que me acompañaron durante esta especialización y me brindaron todos sus conocimientos como fueron los profesores y compañeros.

## CONTENIDO

	pag.
<b>INTRODUCCION</b>	<b>17</b>
<b>OBJETIVOS</b>	<b>18</b>
<b>1. MARCO TEORICO: ESTRATEGIAS DE MINIMIZACION DEL USO DEL AGUA EN ESTADOS UNIDOS</b>	<b>19</b>
1.1 PROCESO DEL USO DEL AGUA EN UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO	19
1.1.1 Captación del agua	20
1.1.2 Transporte del agua	20
1.1.3 Almacenamiento del agua	21
1.1.4 Tratamiento del agua (Flowback) y disposición	21
1.2 PROBLEMÁTICA AMBIENTAL DEL USO DEL AGUA	24
<b>2. ESTRATEGIAS DE PRODUCCION MÁS LIMPIA APLICADA EN LAS OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO</b>	<b>26</b>
2.1 DEFINICIÓN DE LA PRODUCCIÓN MÁS LIMPIA	26
2.2 GENERACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS	27
2.2.1 Sustitución del uso del agua potable en el fluido fracturante	28
2.2.1.1 Agua de Mar	28
○ Caso Estudio Golfo de México	29
2.2.1.2 Sistema de fluido no acuoso	29
2.2.2 Minimización propiamente dicha del uso de agua dulce en la fabricación del fluido fracturante	31
2.2.2.1 Fluidos Energizados: Fluidos espumados a base de Nitrógeno (N <sub>2</sub> ) o Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	31
2.2.3 Reúso y Reciclaje del agua de retorno y producida	33
2.2.3.1 Métodos de tratamiento del agua retorno y producida	34
2.2.3.2 Casos de estudio Reúso y Reciclaje	37
○ Caso 1: Haynesville Shale	37
○ Caso 2: Central Utah	38
<b>3. ANALISIS DE LAS ESTRATEGIAS DE MINIMIZACION DEL AGUA DULCE APLICADAS EN ESTADOS UNIDOS</b>	<b>39</b>
3.1 ESTUDIO DE CASO MARCELLUS SHALE: REÚSO Y RECICLAJE	39
3.1.1 Introducción	39
3.1.2 Identificación de las variables de producción	41
3.1.3 Identificación tecnología de tratamiento	43
3.1.3.1 Tecnología de destilación térmica (AltelaRain Process)	43
3.1.3.2 Tecnología de tratamiento de oxidación con Dióxido de Cloro	44
3.1.4 Análisis	46



3.1.5 Propuesta de una estrategia de Reúso y Reciclaje del agua de retorno y producida	48
3.2 ESTUDIO DE CASO CAMPO BIG SANDY: MINIMIZACIÓN PROPIAMENTE DICHA	49
3.2.1 Introducción	49
3.2.2 Uso del fluido espumoso de Nitrógeno para aumento del Recobro y minimización del agua	50
3.2.3 Análisis de la estrategia de minimización: modificación de las propiedades del fluido	53
3.2.4 Propuesta de una estrategia de minimización de agua dulce	54
<b>4. AJUSTE DE LAS ESTRATEGIAS IDENTIFICADAS A LA POLÍTICA DE GESTIÓN INTEGRAL DEL RECURSO HÍDRICO EN COLOMBIA</b>	<b>55</b>
4.1 DESCRIPCIÓN DE LA GESTIÓN DEL RECURSO HÍDRICO	55
4.2 AJUSTE DE LAS ESTRATEGIAS IDENTIFICADAS A LA POLÍTICA NACIONAL PARA LA GESTIÓN DEL RECURSO HÍDRICO	56
4.3 CONSIDERACIONES FINALES	57
<b>5. CONCLUSIONES</b>	<b>59</b>
<b>6. RECOMENDACIONES</b>	<b>60</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>61</b>

## LISTA DE TABLAS

	pag.
Tabla 1. Cuantificación de las características del agua en Campo Marcellus Shale	43
Tabla 2. Numero de pozos horizontales en el estudio de caso del Shale Huron, por área	51
Tabla 3. Volúmenes usados para estimular los pozos horizontales de Huron	51

## LISTA DE FIGURAS

	<u>pag.</u>
Figura 1. Proceso del uso del agua en una operación de fracturamiento	24
Figura 2. Estrategias PML	28
Figura 3. Fracturamiento convencional con agua VS Fracturamiento con gas propano	30
Figura 5. Ciclo de vida del agua en las operaciones de Fracturamiento hidráulico	42
Figura 6. Proceso de transferencia de calor interno para Reúso del flowback (Proceso AltelaRain)	43
Figura 7. Ciclo de vida del agua en una operación de Fracturamiento. Adquisición, Transporte, Almacenamiento, Estimulación, Flowback, Disposición/ Reciclaje.	46

## LISTA DE MAPAS

	pag.
Mapa 1. Principales Yacimientos No Convencionales en Estados Unidos	40
Mapa 2. Campo Big Sandy	49

## LISTA DE GRÁFICOS

	pag.
Grafico 1.Produccion acumulada en 300 días. Pozos del Área A. Mcf	52
Grafico 2.Producción acumulada en 35 días. Pozos Área B, Mcf	52
Grafico 3.Producción acumulada en 120 días. Pozos Área C, Mcf	53

## LISTA DE CUADROS

	pag.
Cuadro 1. Ventajas y desventajas de fluidos no acuosos	31
Cuadro 2. Ventajas y desventajas Fluidos Energizados	33

## RESUMEN

La presente monografía tuvo como objetivo general la evaluación de algunas o varias alternativas para la minimización del uso del agua en las operaciones de fracturamiento hidráulico, como una técnica en la explotación de yacimientos no convencionales. Para ello, se hizo una investigación documental de estudios de caso realizados en diferentes yacimientos no convencionales de Estados Unidos y por último se ajustaron las estrategias o alternativas identificadas con la Políticas relacionadas al recurso hídrico en Colombia. Dentro de las alternativas de minimización se identificaron: 1) la sustitución del uso del agua dulce en el fluido fracturante; 2) la minimización propiamente dicha del uso de agua dulce en la fabricación del fluido fracturante y; 3) el reúso y reciclaje del agua de retorno (flowback) y producida. En los estudios de caso analizados de Marcellus Shale y del campo Big Sandy, donde se aplicaron las estrategias de reúso y reciclaje y minimización respectivamente, se observó que con la disminución del uso del agua dulce en el fracturamiento hidráulico se reducían notablemente los costos de la operación, especialmente los que concernían al manejo del agua. A la vez que los impactos ambientales relacionados al ciclo de vida del agua también se reducían. También se observó que las estrategias identificadas de minimización se ajustaron al objetivo de la Demanda de la Política Nacional para la Gestión del Recurso Hídrico de Colombia. En cuanto a la estrategia de sustitución del agua dulce se recomienda hacer una investigación más profunda, con el objetivo de obtener unos resultados que sirvan de base para la aplicación de esta alternativa en un futuro dentro de la industria petrolera.

**Palabras claves:** Fracturamiento Hidráulico, Ciclo de vida del agua, Fluido fracturante, Yacimientos No convencionales

## GLOSARIO

**FLUIDO FRACTURANTE O FLUIDO DE FRACTURAMIENTO:** fluido inyectado en un pozo como parte de una operación de estimulación. Los fluidos de fracturamiento para yacimientos de lutita en general contienen agua, agente de sostén o apuntalante y una pequeña cantidad de fluidos no acuosos diseñados para reducir la caída de presión de fricción, mientras se bombea fluido hacia el interior del pozo. Estos fluidos generalmente incluyen geles, reductores de fricción, reticuladores, rompedores del gel y surfactantes similares a cosméticos y productos de limpieza domésticos; estos aditivos se seleccionan por su capacidad para mejorar los resultados de la operación de estimulación y la productividad del pozo.

**REOLOGÍA:** es el estudio de la manera en que se deforma y fluye la materia. El término también se utiliza para indicar las propiedades de un líquido dado, como en la reología de los lodos.

**AGENTE APUNTALANTE:** partículas de determinado tamaño mezcladas con fluido de fracturamiento para mantener las fracturas abiertas después de un tratamiento de fracturamiento hidráulico. Además de los granos de arena que aparecen naturalmente, también se pueden utilizar agentes de sostén o apuntalantes artificiales o de diseño especial, como arena cubierta con resina o materiales cerámicos de alta resistencia, como la bauxita sinterizada.

**POLIMERO GUAR O GOMA GUAR:** un polisacárido hidrófilo procedente de la semilla de la planta de guar. La goma guar se usa a menudo para controlar el flujo de agua y como un coloide protector en lodos de perforación de pozos petroleros. También se usa en la fractura de ácidos para aumentar el flujo de petróleo.

**PERMEABILIDAD:** la capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies.

**POROSIDAD:** el porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos.

**DAÑO DE FORMACIÓN:** alteración de las características originales o de campo lejano de una formación productiva, generalmente como resultado de la exposición a los fluidos de perforación. El agua o las partículas de sólidos presentes en los fluidos de perforación, o ambos elementos, tienden a reducir el volumen poral y la permeabilidad efectiva de la formación producible en la región vecina al pozo.



## INTRODUCCION

A medida que se empezaron a agotar las reservas de hidrocarburos en los yacimientos convencionales, surgieron los yacimientos no convencionales y con ellos la técnica de extracción de petróleo por medio del fracturamiento hidráulico. Sin embargo, el fracturamiento hidráulico tiene un gran impacto ambiental relacionado al uso del agua, como establece Evans<sup>1</sup> en su artículo Unconventional Gas Water Management: What can be applied from Decades of Experience with Conventional Oil Produced Water Management: la explotación de los YNC por medio del fracturamiento hidráulico requieren una gran cantidad de agua, por ejemplo, un pozo de shale gas, requiere entre 8000 m<sup>3</sup> y 16000 m<sup>3</sup> de agua, como fluido fracturante. Como consecuencia de la gran cantidad de agua que requiere una operación de fracturamiento hidráulico, el manejo del agua desde la captación hasta la disposición final se vuelve complejo, incrementando los costos de la operación y los impactos ambientales en cada parte del ciclo del agua. Igualmente, crea conflictos por el uso del agua en las regiones donde se realizan operaciones del sector de hidrocarburos, especialmente donde se realicen operaciones de fracturamiento hidráulico.

La presente monografía es de tipo documental, en ella se recopiló información actualizada de diferentes fuentes primarias relacionadas al manejo del agua en las operaciones de fracturamiento hidráulico en los Estados Unidos. A partir de la información recolectada, se identificaron las estrategias de minimización del agua adoptadas en algunas operaciones de fracturamiento hidráulico en los Estados Unidos, las cuales fueron analizadas posteriormente a partir de estudios de caso, y finalmente se realizó un ajuste de las estrategias de minimización identificadas con los objetivos de la Política nacional para la gestión integral del recurso hídrico en Colombia.

El propósito final de esta monografía fue la evaluación de diferentes alternativas de minimización del agua, como la sustitución del fluido fracturante, la minimización del agua dulce en el fluido y el reúso y reciclaje en las operaciones de fracturamiento hidráulico realizadas en Estados Unidos, y posteriormente ajustarlas a la Política Nacional para la gestión Integral del Recurso hídrico en Colombia. Se concluyó que minimizando el uso del agua al mismo tiempo disminuyen los impactos ambientales relacionados al ciclo del agua en la operación, así como a la vez se reducen los costos operacionales en la explotación de yacimientos no convencionales a través del uso de una de las tres estrategias analizadas.

---

<sup>1</sup> EVANS, Robin. Unconventional Gas Water Management: What can be applied from Decades of Experience with Conventional Oil Produced Water Management? En: SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition. 2014. p.1.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Evaluar algunas o varias alternativas para la minimización del uso del agua en las operaciones de fracturamiento hidráulico, como una técnica en la explotación de yacimientos no convencionales.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Identificar las estrategias de minimización del agua adoptadas en algunas operaciones de fracturamiento hidráulico desarrolladas en Estados Unidos.
- Analizar las estrategias de minimización del agua identificadas en algunas operaciones de fracturamiento hidráulico desarrolladas en Estados Unidos.
- Ajustar las estrategias de minimización del agua identificadas en algunas operaciones de fracturamiento hidráulico desarrolladas en Estados Unidos, a la política nacional para la gestión integral del recurso hídrico en Colombia.

# 1. MARCO TEORICO: ESTRATEGIAS DE MINIMIZACION DEL USO DEL AGUA EN ESTADOS UNIDOS

## 1.1 PROCESO DEL USO DEL AGUA EN UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO

Como resultado, de la creciente demanda mundial de gas y petróleo, la industria petrolera ha tenido que buscar nuevas fronteras para poder suplir la creciente demanda. Una de las técnicas modernas, que ha aumentado los niveles de producción actuales, es la explotación de yacimientos no convencionales (YNC), los cuales para ser desarrollados necesitan de la reciente innovación tecnológica, como son la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico. Este fracturamiento hidráulico o fracking consiste en la inyección al pozo de agua a alta presión para fracturar la roca que contiene el hidrocarburo y así permitirle fluir hacia la superficie. El objetivo de esta monografía es identificar los problemas ambientales asociados con el uso de agua en los YNC, por tal motivo este primer capítulo se enfoca en los avances de la industria en la explotación de YNC, que Navarro y Villegas los definen como: “Los yacimientos no convencionales consisten en una acumulación de capas sedimentarias de baja permeabilidad que atrapa el gas entre ellas. Las características geológicas de los yacimientos no convencionales hacen difícil la extracción, por lo que su producción no es económicamente rentable a menos que se utilicen tratamientos de estimulación y tecnologías especiales para su recuperación.”<sup>2</sup>

La explotación de los YNC por medio del fracturamiento hidráulico requiere una gran cantidad de agua, por ejemplo, un pozo de shale gas, como dice Evans<sup>3</sup> requiere entre 8000 m<sup>3</sup> y 16000 m<sup>3</sup> de agua, como fluido fracturador. Por lo tanto, un adecuado manejo del agua ayudará a un exitoso desarrollo de la operación, tal como lo expresa Olson<sup>4</sup> cuando establece que un manejo inteligente del agua puede optimizar la disponibilidad de esta, minimizar el uso de agua potable y reducir la mayoría de los costos y el impacto del transporte. De tal forma, que en una operación, el manejo adecuado del agua le ahorra dinero a las compañías mientras que se producen beneficios ambientales de los manejos adoptados.

---

<sup>2</sup> VEGA (DE LA) NAVARRO, Angel y RAMÍREZ VILLEGAS,Jaime. El Gas de Lutitas (Shale Gas) en México: Recursos, explotación, usos, impactos. En: Economía UNAM. vol. 12, no. 34, p.82.

<sup>3</sup> EVANS. Op. Cit., p.1

<sup>4</sup> OLSON, DK, et al. Smart Water Management as Part of Supply Chain Logistics for Source Rock Development. En: SPE Middle East Intelligent Energy Conference and Exhibition.Society of Petroleum Engineers, 2013.p.1.

### **1.1.1 Captación del agua**

El agua que será usada para la operación del fracturamiento hidráulico puede provenir de diferentes fuentes: agua superficial, agua subterránea, suministro de agua municipal, agua tratada, agua de retorno o agua de producción de la misma operación de fracturamiento. Las opciones de captación de agua generalmente incluyen la captación de aguas superficiales y subterráneas; sin embargo, avances recientes han liderado el uso de fuentes alternativas de agua para la estimulación de pozos, incluyendo el agua de retorno (flowback) y el agua producida, así como otro tipo de aguas residuales. Algunas otras opciones incluyen, suministro municipal, aguas subterráneas, drenajes de minas de ácido, suministros privados y reciclaje.

La adquisición del agua puede verse como el punto inicial de un fracturamiento hidráulico. Una vez identificado el pozo que se va a desarrollar y explotar, es imperativo identificar los recursos hídricos y evaluarlos en un esfuerzo para reducir el uso de agua potable. Sin embargo, existen varios factores que pueden afectar la viabilidad del uso de aguas superficiales, como las precipitaciones regionales, el flujo estacional y la distancia de la operación hasta el lago o corriente de agua.

### **1.1.2 Transporte del agua**

Según Taylor<sup>5</sup> el transporte del agua ocupa del 60-80% de la logística asociada al ciclo de vida del agua en la explotación de un yacimiento de gas shale. El transporte de agua desde la fuente de suministro, así como la canalización de las aguas residuales, deben considerarse cuando se evalúa la viabilidad económica de las estrategias del manejo del agua en una explotación. Tanto los camiones cisterna, como las líneas de tuberías son opciones para el transporte del fluido. Los camiones involucran el uso de trailers de agua, normalmente llevando desde 100 a 160 barriles de agua por cada carga. Por otro lado, existen tres tipos de tuberías para la transferencia de agua: el uso de líneas rápidas, polietileno de alta densidad y tuberías de aluminio con aire. Para el transporte de pequeños volúmenes de agua se pueden utilizar tuberías de poliéster, mientras que para grandes volúmenes de agua, como lo menciona Taylor<sup>6</sup>, se utilizan líneas de irrigación de aluminio de 10 pulgadas, pero también pueden ser transportadas por líneas de polietileno de alta densidad, especialmente para agua producida o reciclada.

---

<sup>5</sup> TAYLOR, Tekla L. Demonstrating Social Responsibility in Water Management Decisions. Unconventional Resources Technology Conference (URTEC), 2014.p.2

<sup>6</sup> TIPTON, D. Steven. Mid-Continent Water Management for Stimulation Operations. En: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. Society of Petroleum Engineers, 2014.p.1

Según Beecroft<sup>7</sup>, la fuente donde se adquirirá el agua, debe en lo posible ser lo más cercana a los pozos, para así minimizar la distancia que deben recorrer los camiones o la cantidad de tuberías necesarias. Adicionalmente, el mismo autor recomienda el uso de tuberías directas desde la fuente del recurso hídrico hasta el pozo, reduciendo así la posibilidad de incidentes y el mantenimiento de las vías. De la misma manera, Paugh<sup>8</sup> dice que el transporte sobre carreteras públicas no es el procedimiento preferido para suministrar el agua para el fracturamiento ya que se pueden ocasionar inconvenientes adicionales, como daños a las carreteras, aumento de la congestión en el tráfico, contaminación del aire y ruido e incremento del riesgo en la seguridad de las operaciones.

### **1.1.3 Almacenamiento del agua**

Una vez se haya transportado el agua al sitio de operación del fracturamiento, se debe almacenar para su posterior uso, como fluido fracturador. Como menciona Tipton<sup>9</sup>, el agua debe ser almacenada cerca de las operaciones del pozo en suficientes cantidades, con el propósito de completar el trabajo de una manera que sea operacional, económica y ambientalmente segura y eficiente. Según Trombetta:

Los fluidos generalmente se almacenan en tanques o lagunas artificiales debidamente aisladas o recubiertas con film protector. En el primer caso, muchos operadores, especialmente en los Estados Unidos, utilizan tanques metálicos para almacenar los fluidos a inyectar en las operaciones de fractura en lugar de lagunas artificiales. Estos tanques deben cumplir con los estándares establecidos específicamente por los distintos Estados. En el segundo caso, el almacenamiento en lagunas artificiales debe cumplir con las disposiciones locales, buenas prácticas industriales y buenas especificaciones del film protector a ser utilizado.<sup>10</sup>

### **1.1.4 Tratamiento del agua (Flowback) y disposición**

El tratamiento del agua es uno de los procesos más complejos e importantes en la gestión del agua. Una vez se haya inyectado el fluido fracturante base agua, a alta presión, a fin de realizar las fracturas y permitir al hidrocarburo fluir, una gran parte de este fluido regresa a la superficie, en forma de agua de retorno o “flowback”.

---

<sup>7</sup> BEECROFT, Sean y SVARCZKOPF, Tim. Appalachia Shale Gas Water Management Best Practices. En: SPE International Conference on Health, Safety, and Environment. Society of Petroleum Engineers, 2014. p.3.

<sup>8</sup> PAUGH, Lencie Owlén. Marcellus Shale Water Management Challenges in Pennsylvania. En: SPE Shale Gas Production Conference. Society of Petroleum Engineers, 2008. p.2

<sup>9</sup> TIPTON, D. Op. Cit., p.2.

<sup>10</sup> TROMBETTA, Juan Carlos. El agua en la explotación de yacimientos no convencionales. En: Petrotecnia. p. 52.

Como menciona Horner<sup>11</sup>, El agua de retorno contiene altas concentraciones de sales disueltas, químicos de fractura y minerales de la formación. Según Best y Lowry<sup>12</sup>, esta fracción de agua que retorna a superficie, puede variar ampliamente entre pozos, compañías y formaciones, con un promedio estimado del 10%-40% de flowback. Así mismo, Vasiliu<sup>13</sup> afirma que a menudo una combinación del fluido fracturador retornado y el agua de formación natural, generalmente se caracterizan por presentar una alta salinidad así como una alta cantidad de sólidos totales disueltos (STD) y de sólidos suspendidos. De igual forma, muchas veces pueden contener componentes orgánicos, bacterias y volúmenes de dióxido de carbono y sulfito de hidrogeno. Por lo tanto, requieren un adecuado tratamiento para ser reusadas o vertidas.

Según Carter, Hammack y Bertrand<sup>14</sup>, debido a los altos niveles de STD, el agua producida no puede ser enviada directamente a la planta de tratamiento de aguas residuales municipales, por lo que el agua producida tiene que ser tratada o reciclada *in situ*. El tratamiento de estas aguas producidas puede hacerse de diferentes maneras, por ejemplo, algunas compañías mezclan las aguas producidas con suficiente agua dulce para minimizar los efectos de los STD, los cuales pueden tener aditivos químicos que se usaron en los trabajos de fracturamiento. Otras compañías tratan el agua removiendo los suficientes sólidos y orgánicos, usando floculación con filtración, así que este fluido puede ser reusado para posteriores fracturamientos. Algunas otras compañías, almacenan los residuos en piscinas para permitir que el agua se evapore y luego disponen los residuos sólidos en rellenos municipales. Otra gran parte de las compañías, envían las aguas residuales fuera para disponer de estas e inyectarlas bajo la superficie. En otros casos, el agua se evapora para minimizar la cantidad de residuo y luego inyectarla. Sin embargo, este método está limitado a la geología de la región.

---

<sup>11</sup> HORNER,Patrick; HALLDORSON,Brent y SLUTZ,James A. Shale Gas Water Treatment Value Chain-a Review of Technologies, Including Case Studies. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition.Society of Petroleum Engineers, 2011.p.2.

<sup>12</sup> BEST,Laura C. y LOWRY,Christopher S. Quantifying the potential effects of high-volume water extractions on water resources during natural gas development: Marcellus Shale, NY. En: JOURNAL OF HYDROLOGY: REGIONAL STUDIES. vol. 1.p.3.

<sup>13</sup>VASILIU,Cornelia Cretiu; PIERCE,Dale y BERTRAND,Kelly. Challenging Wastewater Treatment. En: International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production.Society of Petroleum Engineers, 2012.p.2.

<sup>14</sup> CARTER,Kimberly E.; HAMMACK,Richard W. y HAKALA,J. Alexandra. Hydraulic Fracturing and Organic Compounds-Uses, Disposal and Challenges. En: SPE Eastern Regional Meeting.Society of Petroleum Engineers, 2013.p.6.

Como mencionan Mehta y O'Sullivan<sup>15</sup>, alternativamente, la alta salinidad del agua puede ser removida usando tecnologías de desalinización, como la osmosis reversa, destilación multiefecto, cristalización o congelación-descongelación, para así reducir la concentración de sales a un nivel deseado. A menudo la combinación de algunas de estas tecnologías se requiere para manejar completamente la salinidad.

De acuerdo a Watts<sup>16</sup>, el agua de retorno (flowback) y el agua de producción son normalmente dispuestas de tres formas: en pozos de inyección, en facilidades de tratamiento, o a través del reciclaje o reúso. La inyección de pozos es el método de disposición más usado, mientras que las facilidades de algún tipo de tratamiento están limitadas a la geografía del sitio. A pesar que el método más usado es la inyección de agua, este se ha visto minimizado últimamente debido a las limitaciones de acceso a los pozos de disposición, en muchos lugares de perforación. Adicionalmente, según Lester<sup>17</sup>, las autoridades regulatorias y el público han incrementado la presión social y ambiental por una solución más sostenible. Estas presiones han obligado a la industria a buscar soluciones de tratamiento alternativas, muchas de las cuales se familiarizan con el beneficioso reúso del agua.

Al mismo tiempo, reciclar el agua tiene grandes oportunidades por delante para las compañías prestadoras de servicios. Así lo afirma Lord<sup>18</sup>, cuando argumenta que la habilidad de reciclar el flowback y las aguas de producción provee grandes oportunidades para los proveedores de servicios y los productores, para ayudar a minimizar la cantidad de agua dulce que es usada en las operaciones. Reduciendo los volúmenes de agua dulce usados en una operación de fracturamiento, y al mismo tiempo, reduciendo el agua de retorno (flowback) que tiene que ser dispuesta y transportada, las operadoras muestran su compromiso con la comunidad, el ambiente, y a la vez pueden minimizar potencialmente la logística.

---

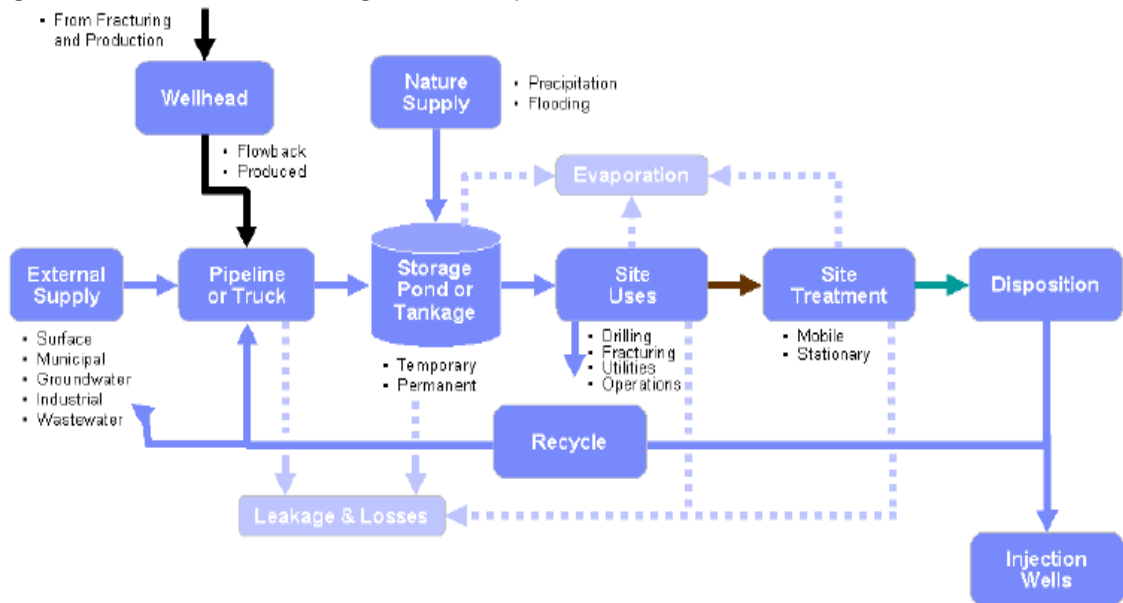
<sup>15</sup> MEHTA,Neha y O'SULLIVAN,Francis. –Water management in unconventional oil and gas development–the issues and their optimization. En: FOOD, ENERGY, AND WATER. p. 232.

<sup>16</sup> WATTS,Robin. A Day in the Life of a Barrel of Water: Evaluating Total Life Cycle Costs of Hydraulic Fracturing Fluids. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition.Society of Petroleum Engineers, 2013.p.2.

<sup>17</sup> LESTER,Yaal, et al. Characterization of hydraulic fracturing flowback water in Colorado: Implications for water treatment. En: SCIENCE OF THE TOTAL ENVIRONMENT. vol. 512, p. 638.

<sup>18</sup> LORD,Paul, et al. Recycling Water: Case Studies in Designing Fracturing Fluids using Flowback, Produced, and Nontraditional Water Sources. En: SPE Latin-American and Caribbean Health, Safety, Environment and Social Responsibility Conference.Society of Petroleum Engineers, 2013.p.1.

Figura 1. Proceso del uso del agua en una operación de fracturamiento



Fuente: OLSON, DK, et al. Smart Water Management as Part of Supply Chain Logistics for Source Rock Development. En: SPE Middle East Intelligent Energy Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2013.t

## 1.2 PROBLEMÁTICA AMBIENTAL DEL USO DEL AGUA

El uso del agua potable como principal fluido en las operaciones de fracturamiento tiene varios impactos ambientales que podrían ser minimizados si se logra reducir el agua en la operación, o mejor si se sustituye como materia prima en el fluido de fracturamiento. El principal problema ambiental, del cual se derivan otros, es que las operaciones de fracturamiento hidráulico necesitan altos volúmenes de agua (8000m<sup>3</sup> y 16000m<sup>3</sup>), que deben ser adquiridos de alguna fuente, luego transportada al lugar de la operación y almacenada, y finalmente tratada y dispuesta después de haber sido usada en la operación.

El primer problema ambiental, en cuanto a la adquisición del recurso, radica en la necesidad de captar grandes volúmenes de agua en un periodo de tiempo relativamente muy corto, causando a la vez una competencia con otros sectores productivos (agricultura, industrial y doméstico) para tener garantizadas las necesidades de suministro de este recurso. Como menciona Mehat y O'Sullivan<sup>19</sup>, esto también ocasiona una disminución del caudal ecológico mínimo para la supervivencia de las especies acuáticas (flora y fauna).

Un segundo problema ambiental se relaciona con el transporte del agua al sitio de las operaciones, si se tiene en cuenta que el transporte principalmente se realiza

<sup>19</sup> MEHTA, Neha y O'SULLIVAN, Francis. Op. Cit., p.219.



en camiones cisterna, los cuales generan ruido y emisiones de carbono. Según Mehta y O'Sullivan<sup>20</sup>, se estima que para una operación de fracturamiento se requieren entre 600-1000 viajes de camiones/mes.

Un tercer problema ambiental asociado al uso del agua, es el manejo del agua de retorno o flowback (el 15 – 20% del agua inyectada puede retornar en un periodo de 15-60 días), que contiene altos niveles de sales, aceites y grasas, otros compuestos orgánicos, y en ocasiones materiales radioactivos y metales pesados. Por lo tanto, se requiere un manejo ambientalmente seguro de los vertimientos en superficie, ya que constituyen una fuente potencial para la contaminación de las fuentes hídricas y el suelo.

A pesar que ya se tienen establecidos los principales impactos ambientales generados por las operaciones de fracturamiento hidráulico, aún existe mucha incertidumbre a nivel mundial con respecto a todos los impactos reales que pueden causar este tipo de operaciones. Es por ello que en conjunto, la industria y las agencias de regulación ambiental, continúan estudiando los posibles impactos que se pueden ocasionar al ciclo natural del agua. Por ejemplo, cabe destacar que en la actualidad, se vienen desarrollando nuevas técnicas que requieren menor cantidad de agua en las operaciones, o en algunos casos, la sustitución completa del agua, como constituyente principal del fluido.

---

<sup>20</sup> MEHTA, Neha y O'SULLIVAN, Francis. Op. Cit., p.220.

## **2. ESTRATEGIAS DE PRODUCCION MÁS LIMPIA APLICADA EN LAS OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO**

### **2.1 DEFINICIÓN DE LA PRODUCCIÓN MÁS LIMPIA**

Según el Manual de la ONUDI<sup>21</sup>, la Producción más Limpia (PML) es “la aplicación continua de una estrategia ambiental preventiva integrada a los procesos, productos y servicios para aumentar la eficiencia global y reducir los riesgos para los seres humanos y el medio ambiente”. Como se describió en el apartado 2.1 los procesos en los cuales está implicado el uso del agua son: captación, transporte, almacenamiento, tratamiento y disposición final. Entre los productos se destacan el flowback o agua de retorno y entre los servicios se encuentra la inyección del agua tratada, pero no vertida a los sistemas hídricos debido a la alta carga de contaminantes.

Como se mencionó en la definición, la PML es una aplicación continua de estrategias ambientales que a través de la eficiencia de los procesos se logra la reducción de los impactos ambientales. La aproximación de trabajo para establecer la PML en el proceso de fracturamiento hidráulico parte de conocer específicamente las actividades en las cuales está involucrado el uso del agua. La siguiente metodología, según la ONUDI<sup>22</sup>, permite abordar la identificación de las estrategias:

- Colección de datos sobre el uso del agua dulce y del agua de retorno/flowback.
- Identificación de las actividades involucradas en el uso del agua dulce y en la generación del flowback.
- Generación de estrategias para la reducción del uso del agua dulce y del agua de retorno.
- Análisis de viabilidad de las estrategias generadas, desde el punto de vista económico, técnico y ambiental.
- Implementación de la estrategia a través del análisis de estudios de caso.

La aplicación de un sistema PML para una operación de fracturamiento hidráulico implica considerar ambiental y técnicamente las entradas y salidas de la producción. En este sentido, no se pueden minimizar los desechos en la producción sin considerar al mismo tiempo los materiales utilizados. Por consiguiente, la implementación de la PML implica tanto el manejo de los

---

<sup>21</sup> ORGANIZACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO INDUSTRIAL (ONU DI). Manual de producción más Limpia. [Sitio web]. p.29. [Consultado el 15/08/2016]. Disponible en: [http://www.unido.org/fileadmin/import/71360\\_1Textbook.pdf](http://www.unido.org/fileadmin/import/71360_1Textbook.pdf)

<sup>22</sup> Ibid., p. 29.

desechos industriales y la minimización de los mismos, como el aumento del grado de utilización de las materias primas (Agua dulce).

## **2.2 GENERACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS**

El abordaje de las estrategias de PML para minimizar el uso del agua en las operaciones de fracturamiento hidráulico, implica conocer el ciclo de vida del agua en una operación. Tanto la cantidad de agua necesaria para el proceso como el agua de retorno que puede disponerse o recircular al proceso. Además de las consideraciones técnicas en la que el uso del agua está implicado, no se debe desconocer las condiciones ambientales en las que se instaura la producción, como la disponibilidad del recurso hídrico para abastecer constantemente los requerimientos hídricos de la producción, así como las condiciones para los vertimientos producidos.

Las estrategias de PML aplicadas al proceso de fracturamiento hidráulico pueden ir desde la sustitución de materias primas al cambio de tecnologías más limpias y eficientes. Para su aplicación correcta en una empresa, la PML debe basarse en un Sistema de Gestión Ambiental que puede ir desde la implementación de una buena práctica ambiental o una norma técnica, tal como lo asegura Van Hoof<sup>23</sup>, cuando dice que debe asegurar “la planeación, coordinación y seguimiento de la aplicación de las Herramientas necesarias que se tienen que emplear a nivel micro para poder alcanzar el objetivo inicial propuesto”.

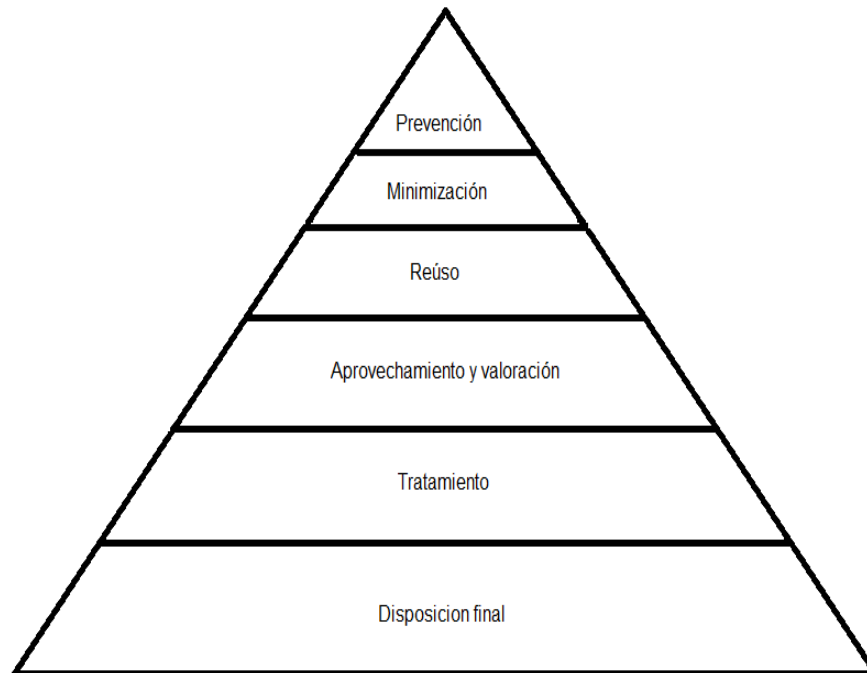
La identificación de las estrategias de PML que pueden ser implementadas se establecen en un enfoque piramidal que ha sido utilizado principalmente para el manejo de efluentes de una producción, pero que como se recordara implica tanto las entradas como salidas para garantizar la eficiencia (técnica y ambiental) de un proceso industrial cualquiera. El triángulo de la Figura 2, establece las estrategias principales desde su base como:

- a) Prevención (Sustitución materia prima)
- b) Minimización
- c) Reúso
- d) Aprovechamiento y valorización
- e) Tratamiento
- f) Disposición Final

---

<sup>23</sup> HOOFF, Van B. Introducción a la producción más limpia. En: Bogotá: Organización Para El Desempeño Empresarial Sostenible (Material En Desarrollo). Universidad De Los Andes. Bogotá.

Figura 2. Estrategias PML



Las tres primeras estrategias (Prevención, Minimización y Reúso) reducen la generación de desechos, a través de la minimización tanto de la cantidad como peligrosidad e incrementa la eficiencia en el manejo de las materias primas como el agua, objeto de estudio en este trabajo.

## **2.2.1 Sustitución del uso del agua potable en el fluido fracturante**

### **2.2.1.1 Agua de Mar**

La principal diferencia entre el agua potable y el agua de mar, es la cantidad de sales inorgánicas disueltas, las cuales pueden afectar la capacidad del polímero guar para hidratar y producir viscosidad, además de su alta influencia en el control del pH. El agua de mar contiene alrededor de 3,5% de sales (35 gramos por cada litro de agua), las cuales se componen de Cloro (55%), Sodio (30,6%), Sulfatos (7,7%), Calcio (1,2%), Potasio (1,1%), Magnesio (3,7%) y otros constituyentes menores (0,7%).

El agua de mar se convirtió en una alternativa para sustituir el agua potable en las operaciones de fracturamiento hidráulico debido a que en las plataformas offshore principalmente, resultaba demasiado costoso el transporte y almacenamiento de agua potable. Por lo tanto, la dificultad de elevados costos se resolvió desarrollando un sistema de fluido fracturante a base de agua de mar. Más de

100000 operaciones de fracturamiento se han realizado usando agua de mar como base del fluido en operaciones costa afuera.

- **Caso Estudio Golfo de México**

Según Terracina<sup>24</sup>, los operadores en el Golfo de México usaron exitosamente agua de mar en varios tratamientos frack-pack, mediante el uso de un low-gel (LG) optimizado, que es un fluido fracturante de iones de borato y un rompedor catalizado oxidante. El agua de mar contiene altas concentraciones de Calcio y Magnesio, los cuales se precipitan, en forma de hidróxidos, incrementando el pH del fluido fracturante. Por lo que la solución consiste en agregar altas cantidades de un agente caustico al fluido convencional de iones de borato que ayude a estabilizar el fluido hecho a base de agua de mar. En soluciones con un pH de 10 o mayor (típico de un fluido convencional de borato), el agua de mar precipita los hidróxidos que consumen el agente caustico previamente adicionado. De esta forma, los investigadores bajaron el nivel del pH del sistema LG al contrarrestar la formación de hidróxidos por el agente caustico, llevando los niveles del pH a valores efectivos en que actúa el fluido fracturante.

### **2.2.1.2 Sistema de fluido no acuoso**

El sistema de fracturamiento sin agua se ha venido desarrollando desde el mismo momento en que empezó a expandirse el uso del fracturamiento hidráulico dentro de la industria petrolera. El perfeccionamiento de este sistema se basó principalmente en enfrentar el problema del volumen excesivo de agua que requiere la operación, pero también se tuvo en cuenta el mejoramiento del fracturamiento y el aumento del recobro de gas y petróleo.

Según Crawford<sup>25</sup>, el sistema de fluido no acuoso se compone principalmente de un gel a base de hidrocarburos livianos, como propano y butano, que como lo afirman Mehta y O'Sullivan<sup>26</sup>, en su principal composición tiene un 90% de propano y un 10% de agentes gelificantes. Los beneficios de este fluido a base de propano se relacionan con una reología favorable para alcanzar un transporte eficiente del agente apuntalante, así generando unas fracturas más complejas y largas, cuyo resultado es el mejoramiento de las propiedades del reservorio. Otro beneficio para el ambiente resulta en que no requieren agua, por lo tanto se da

---

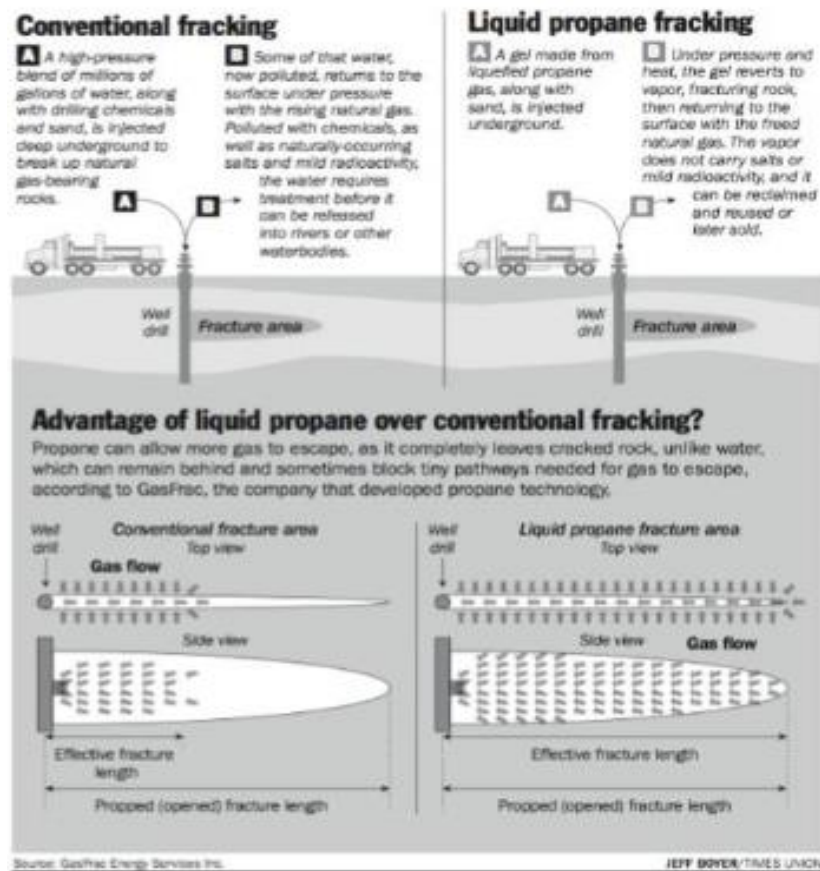
<sup>24</sup> TERRACINA,John; PARKER,Mark y SLABAUGH,Billy. Fracturing Fluid System Concentrate Provides Flexibility and Eliminates Waste. En: SPE/EPA/DOE Exploration and Production Environmental Conference.Society of Petroleum Engineers, 2001.p.1.

<sup>25</sup> CRAWFORD,Mark. [H. sub. 2] O: taking the hydro out of hydraulic fracturing: waterless methods aim to make unconventional oil and gas wells more environmentally friendly. En: Mechanical Engineering-CIME. vol. 137, no. 3, p. 30-36

<sup>26</sup> MEHTA,Neha y O'SULLIVAN,Francis. Op. Cit., p.223.

solución a la problemática ambiental del uso excesivo de agua potable y su posterior vertimiento. Por último, a diferencia de los fluidos a base agua en que solo una fracción pequeña del agua es recuperada, los fluidos a base de un hidrocarburo liviano pueden ser recuperados en un alto porcentaje, debido a que se mezclan con el hidrocarburo del reservorio y pueden separarse fácilmente en superficie, para ser nuevamente utilizado.

Figura 3. Fracturamiento convencional con agua VS Fracturamiento con gas propano



Fuente: <http://insideclimatenews.org/news/20111104/gasfrac-propane-natural-gas-drilling-hydraulic-fracturing-fracking-drinking-water-marcellus-shale-new-york>

A pesar que este tipo de fluido tiene varios beneficios, también cuenta con altos riesgos de seguridad debido a la flammabilidad del butano y propano y a las condiciones de alta presión a la que se ven sometidos. Por lo tanto, en caso de utilizarse este sistema de fluido, se requieren unos protocolos de seguridad muy

rigurosos. Sin embargo como lo menciona Crawford<sup>27</sup>, la empresa canadiense GASFRAC Energy Services of Calgary desarrolló una tecnología que reduce este tipo de riesgos, mediante la conversión de estos hidrocarburos livianos en un gel de baja flamabilidad.

A la par del análisis de ventajas y desventajas (tabla 1) de este tipo de fluido, se recomienda realizar un análisis completo de su ciclo de vida, ya que si lo que se pretende es ahorrar agua se debe además calcular la cantidad de agua utilizada para producir propano licuado, la cual puede ser mucho mayor a la cantidad de agua que se ahorra cuando se elige un sistema de fluidos no acuosos.

Cuadro 1. Ventajas y desventajas de fluidos no acuosos

Sistema de fluidos no acuosos	
Ventajas	Desventajas
El fluido fracturante a base de propano crea grandes fracturas que permiten fluir mejor el hidrocarburo	El propano es altamente explosivo y requiere equipos especiales para ser manejado y reducir el riesgo
El propano puede ser recuperado en su totalidad ya que este vuelve a superficie con el hidrocarburo del reservorio	Para obtener el propano licuado se requiere gran cantidad de agua
No lleva a la superficie los químicos de perforación, ni los elementos radioactivos que pueden estar presentes en el reservorio	Es costoso la primera vez que se usa
Se reducen los costos en la operación, ya que no hay agua contaminada para tratar	Las compañías que han usado esta tecnología no han publicado datos sobre este tipo de fracturamiento
Más favorable para el medio ambiente	
Los pozos de gas se vuelven más productivos	

Fuente: El Autor

## 2.2.2 Minimización propiamente dicha del uso de agua dulce en la fabricación del fluido fracturante

### 2.2.2.1 Fluidos Energizados: Fluidos espumados a base de Nitrógeno (N<sub>2</sub>) o Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>)

Los fluidos energizados son otra alternativa para minimizar el uso de agua, que se ha realizado en algunos pozos de los Estados Unidos, especialmente en la región de Texas. Este tipo de fluidos son fluidos multifase que están compuestos principalmente de Nitrógeno (N<sub>2</sub>) o Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>), y generalmente son

<sup>27</sup> CRAWFORD, Mark. [H. Sub. 2] O: Taking the Hydro out of Hydraulic Fracturing: Waterless Methods Aim to make Unconventional Oil and Gas Wells More Environmentally Friendly. En: American Society of Mechanical Engineers, 2015. p. 34.

espumados, es decir una mezcla estable de líquido en gas. De acuerdo a Crawford<sup>28</sup>, los fluidos energizados son una buena opción para minimizar el uso de agua potable, ya que solo entre el 10–15% del fluido es agua. Adicionalmente, cuentan con algunas ventajas, ya que mejoran el recobro de petróleo y gas del reservorio, minimizan el daño de formación, acarrean una mejor limpieza, requieren menos agente apuntalante y son eficientes en el transporte del agente.

Como mencionan Alduailej, Alotaibi y Alkhaldi<sup>29</sup>, en cuanto a la experiencia en campo de esta técnica de fracturamiento, se tiene un caso exitoso en Arkansas, Louisiana y Texas. En estas experiencias se ha demostrado que el fluido fracturante a base de Dióxido de Carbono es exitoso en las arenas y carbonatos de baja permeabilidad, y que además funciona en un amplio rango de condiciones de temperatura, presión y profundidad. Adicionalmente, según Wamock, Harris y King<sup>30</sup>, la experiencia en estos campos mostró las ventajas que tiene este tipo de fluidos sobre otros fluidos convencionales, como: 1) proveerle un mecanismo de movimiento al gas para asistir en la remoción de los fluidos después de que el agente apuntalante ha sido asentado en la formación y; 2) minimiza el volumen requerido de agua para asentar el agente apuntalante en la formación.

Por otro lado, un estudio reciente del Centro Internacional para la investigación Científica junto con la Universidad de Grenoble de Francia, demostraron que el uso del dióxido de Carbono mejora la eficiencia a la hora de extraer hidrocarburo. Este estudio justifica que el principal problema del fracturamiento con agua, es que este al entrar en contacto con las superficies húmedas de algunas rocas, hace que estas superficies actúen como barreras y por lo tanto dificultan la extracción del metano que se encuentra dentro de la formación. En cambio sí se usa dióxido de Carbono como fluido estas barreras desaparecerían, permitiendo la extracción del metano, y adicionalmente, el dióxido de Carbono reemplazaría al metano en la formación, y se quedaría allí en el subsuelo, reduciendo así el impacto ambiental que podría generar este gas si llegase salir a la superficie.

---

<sup>28</sup> CRAWFORD, Mark. [H. sub. 2] O: taking the hydro out of hydraulic fracturing: waterless methods aim to make unconventional oil and gas wells more environmentally friendly. En: Mechanical Engineering-CIME. vol. 137, no. 3, p. 32.

<sup>29</sup> ALDUAILEJ, Yaser K.; ALOTAIBI, Fawaz M. y ALKHALDI, Mohammed H. CO<sub>2</sub> Emulsified Fracturing Fluid for Unconventional Applications. En: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Society of Petroleum Engineers, 2015. p.3.

<sup>30</sup> WAMOCK JR, WE; HARRIS, PC y KING, DS. Successful field applications of CO<sub>2</sub>-foam fracturing fluids in the Arkansas-Louisiana-Texas region. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY. vol. 37, no. 01, p. 80.



Cuadro 2. Ventajas y desventajas Fluidos Energizados

Sistema de fluidos no acuosos	
Ventajas	Desventajas
Requieren menor cantidad de agua	CO2 y N2 más costoso que el agua
Requieren menos aditivos químicos	Difícil caracterización reologica de las espumas. Ej. Difícil predicción del comportamiento del flujo
Dobla el recobro de gas y petróleo	Se requieren presiones más altas de bombeo en superficie
Mejor limpieza de los fluidos residuales	
Minimiza el daño de formación	
Exitoso en arenas y carbonatos de baja permeabilidad	
Reduce la viscosidad de los fluidos de la formación	
Fluidos estables en un rango amplio de Temperatura, Presión y Profundidad	

Fuente: El Autor

### 2.2.3 Reúso y Reciclaje del agua de retorno y producida

Luego de que la fractura se ha realizado, se comenzara a producir agua en conjunto con el gas y el petróleo. Una parte de esta agua es la de retorno y la otra es el agua producida que se obtiene de la formación natural. Esta alternativa consiste en reusar y reciclar estos dos tipos de agua, después de haberles realizado el tratamiento correspondiente. Esto con el fin de reducir la demanda de agua dulce para posteriores fracturamientos y minimizar los impactos ambientales que puede causar todo el ciclo del agua, desde la captación hasta su disposición final.

La reutilización del agua de retorno y agua producida puede ser una solución para minimizar el uso de agua dulce para las operaciones de fracturamiento hidráulico y sus respectivos impactos ambientales. Vale la pena aclarar que esta agua puede ser reutilizada siempre y cuando cumpla con ciertos criterios de calidad, es decir se necesita que el agua que será reutilizada sea compatible con las características del yacimiento que se quiere explotar. Según Trombetta<sup>31</sup>, entre las características que se deben evaluar para el reúso o reciclaje del agua producida o flowback son la salinidad, la concentración de hidrocarburos, sólidos suspendidos, sustancias orgánicas solubles, hierro, calcio, magnesio, trazas de benceno, boro y silicatos.

<sup>31</sup> TROMBETTA, Juan Carlos. Op. Cit., p.58.

Para reducir todos estos componentes que regresan con el agua a superficie, las operadoras han empezado a emplear diferentes tecnologías de tratamiento de agua. Según menciona Van Domelen y Haggstrom<sup>32</sup>, estas tecnologías de tratamiento pueden ser clasificadas en dos grupos principales:

- Las que disminuyen el contenido de sales totales
- Las que no disminuyen el contenido de sales totales

El costo de cada una depende de la acción que se quiera realizar, por ejemplo si se desea verter, se debe usar una tecnología que reduzca el contenido de sales, mientras que si la intención es reusar el agua para posteriores fracturas, la reducción del contenido de sales, no se hace necesario. Para lograr este objetivo se han venido aplicando diferentes métodos de tratamiento al agua de producción o producida.

### **2.2.3.1 Métodos de tratamiento del agua retorno y producida**

Existen diferentes técnicas de tratamiento para reusar el agua en los pozos, sin embargo, las técnicas más usadas son la mezcla o dilución con agua potable, filtración, electrocoagulación, y tratamientos químicos. Para la selección del método de tratamiento de agua mas adecuado, primero se tiene que definir la acción que se quiere desarrollar con el agua después de haberla usado en el fracturamiento. Se debe definir si el agua va a ser reinyectada a otro pozo, o si será reutilizada o reciclada para una posterior operación de fracturamiento. Después de haber definido la acción que se realizara, se evalúa la viabilidad económica de cada tratamiento. A continuación se explicarán las diferentes tecnologías existentes que pueden ser contempladas.

- *Mezcla o dilución directa* del agua residual con agua dulce es el método más simple de reciclaje. Este método es usado en muchas operaciones de fracturamiento en el área del yacimiento Marcellus Shale en Estados Unidos. En esta área se perforan bastantes pozos y se requiere bastante fluido fracturante. Los operadores mezclan el agua de retorno con agua dulce, la cual después es usada para otra operación de fracturamiento. De acuerdo a Beecroft y Svarczkopf<sup>33</sup>, la dilución de agua puede crear riesgos, como la incompatibilidad con la estimulación de los químicos utilizados, y riesgos microbiológicos.

---

<sup>32</sup> VAN DOMELEN,Mark y HAGGSTROM,Johanna. Methods for Minimizing Fresh Water Requirements in Unconventional Reservoir Fracturing Operations. En: 20th World Petroleum Congress.World Petroleum Congress, 2011.p.4.

<sup>33</sup> BEECROFT,Sean y SVARCZKOPF,Tim. Op. Cit., p.5.

- La *filtración*, que consiste en la remoción física de las partículas. La separación en este medio puede ser *pasiva* (permitiendo que la gravedad y el flujo volumétrico realicen la separación), o *activa* (se usa energía para ejercer presión y forzar al agua a pasar a través de un filtro o membrana, dejando allí los contaminantes). La filtración representa la técnica de más bajo costo, pero esta generalmente solo remueve partículas de 25 micrones y de mayor tamaño. Adicionalmente, la filtración no remueve los sólidos totales disueltos, los geles, ni desinfecta.

Por otro lado, los tipos de filtración dependen del agua que será tratada, por lo cual no siempre se puede seleccionar la misma tecnología. Según Pierce, Bertrand y Cretiuvasiliu<sup>34</sup>, las tecnologías de filtración y tratamiento del agua pueden ser:

- *Filtración de Partícula*, separa partículas con tamaño mayor a un micrón.
- *Microfiltración*, se refiere generalmente a la filtración de partículas con tamaños menores a un micrón.
- *Ultrafiltración*, es un proceso de separación selectiva que usa presiones mayores a 145 psi (pressure square inch). Este proceso se realiza con membranas que tienen poros con tamaño entre 100 hasta 1 nanómetro. Se concentran sólidos suspendidos y solutos de peso molecular mayor a 1000 Dalton. Este método puede remover virus, bacterias y proteínas de la alimentación.
- *Nanofiltración*, este método es seleccionado cuando la osmosis inversa y ultrafiltración no son la elección correcta de separación. En este método las membranas tienen poros nanométricos. La nanofiltración sirve para la desmineralización y desalinización, concentración de solutos orgánicos, sólidos suspendidos, y iones polivalentes.
- *Osmosis inversa* (hiperfiltración), es una técnica eficiente para procesos de deshidratación y limpieza del agua residual. Tiene la ventaja de reducir todos los sólidos suspendidos y disueltos, dejando una muy baja concentración de sólidos disueltos. Adicionalmente, es también un método muy eficiente para desalinizar el agua.
- *Destilación por membranas* es una excelente manera para conseguir agua limpia de las aguas residuales. Esta técnica consiste en que el agua residual es circulada a través de una membrana hidrófoba, la cual solo permite pasar vapores de agua al lado limpio a través de unos poros de tamaño nano. Este paso por los poros se realiza bajo la influencia de una presión de vapor. Estos

---

<sup>34</sup> PIERCE, Dale; BERTRAND, Kelly y CRETIVASILIU, Cornelia. Water Recycling Helps with Sustainability. En: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 2010. p.7-10.

vapores de agua pasan condensados a través de la membrana al lado limpio. Esta técnica aún se encuentra en investigaciones.

- *Separación gravimétrica*, la cual usa el peso específico de los materiales para separarlos de la mezcla de agua. Este método consiste en la precipitación natural de los materiales más pesados en la parte baja del líquido y la decantación (skimming) en la parte superior del agua residual, el cual contiene los contaminantes suspendidos de más bajo peso y todas las partículas disueltas. Inducir la flotación del gas es una técnica de separación gravimétrica que usa la fuerza ascensional de las burbujas del gas para hacer subir el hidrocarburo a la superficie del líquido. Adicionando fuerza centrífuga, las partículas más pesadas son empujadas hacia la circunferencia del tanque mientras el agua con los sólidos disueltos y suspendidos son separados. En esta categoría de separación gravimétrica se encuentran los hidrociclones.
- La *floculación* es un proceso donde los coloides salen de la suspensión y son agregados en forma de flocs o laminas. Estas láminas son resultado del proceso que aglomera algunos compuestos en “flocs”, como una polimerización.
- ✚ La *Evaporación* es una forma natural de circular y purificar el agua. Existen varios tipos de sistemas que emulan la evaporación natural, pero en un ambiente acelerado. El principal problema de esta técnica es la energía necesaria para evaporar el agua. Los métodos de evaporación existentes son: a) Evaporación de vapor por compresión, un compresor es adicionado para mejorar la eficiencia y capacidad de destilación.; b) recompresión mecánica de vapor (MVR), usa un compresor mecánico (centrifugo) o soplador para comprimir el vapor; c) termo compresión, usa un expulsor de alta presión para comprimir el vapor; d) mejorar el proceso natural de evaporación por medio de la manipulación del proceso de condensación/evaporación, esto se hace variando otros factores que influyen e incrementan la eficiencia de la evaporación como es el área superficial y la concentración.

En cuanto a los tratamientos químicos usados, se encuentran la cristalización, oxidación avanzada, y la electrodiálisis. Estos tratamientos químicos pueden ser útiles para remover determinados contaminantes que pueden tener interacción con los componentes del reservorio y podrían impactar la productividad del pozo.

- La *cristalización* es una técnica de separación química, en el cual ocurre una transferencia de masa del soluto de la solución líquida a una fase sólida cristalina, al igual que una precipitación. Esta técnica también es usada para obtener sal por medio de la cristalización de las sales que tiene el agua de mar.
- Una *oxidación avanzada* es un grupo de procesos de tratamientos químicos diseñados para remover los materiales orgánicos e inorgánicos o biocontaminante de las aguas residuales por medio de la oxidación. Este

tratamiento es usado particularmente para limpiar materiales biológicos tóxicos y no degradables como los aromáticos, pesticidas, constituyentes del petróleo y componentes orgánicos volátiles. Los materiales contaminantes son convertidos en componentes inorgánicos como agua, dióxido de carbono y sales, que luego son sometidos a mineralización. Las fuentes de oxidación pueden ser: ozono, irradiación ultravioleta, peróxido de hidrogeno y dióxido de sulfuro. Alguna combinación de técnicas exitosas combinan dos fuentes de oxidación como ozono y radiación ultravioleta. Esta radiación ultravioleta es usada eficientemente para matar bacterias. Sin embargo, esta técnica ultravioleta no es muy usada para la desinfección del agua residual de un campo petrolero debido a que presenta valores altos de turbidez el cual evitaría la transmisión de radiación a través del fluido.

- La *electrodialisis* (ED) es usada para transportar iones de sal de una solución a través de las membranas de intercambio de iones a otra solución, esto bajo la influencia de una diferencia de potencial eléctrico (Electrodialisis). La celda consiste de un compartimiento de alimentación (diluido) y un compartimiento concentrado (salmuera) formado por una membrana de intercambio de anión y una membrana de intercambiado de catión, ubicados entre dos electrodos (una celda).

Por último, como lo menciona Lord<sup>35</sup>, la *electrocoagulación* consiste en el uso de procesos electroquímicos para separar materiales coloides orgánicos e inorgánicos del agua. Este proceso resulta en la clarificación del agua producida y de retorno (a través de la remoción de materiales solidos), mientras se mantiene la cantidad de contenido disuelto en el agua. El proceso de electrocoagulación (EC) funciona por medio de la transmisión de corriente eléctrica a través del agua, el cual causa que lo solidos suspendidos se coagulen y caen en suspensión. Posteriormente, el agua tratada es filtrada y usada para posteriores operaciones de fracturamiento. Así mismo Bryant y Haggstrom<sup>36</sup> afirman que la electrocoagulación es un tratamiento que genera poca cantidad de desechos a comparación de los otros tratamientos, ya que con este método los sólidos disueltos se quedan en el agua.

### **2.2.3.2 Casos de estudio Reúso y Reciclaje**

#### **○ Caso 1: Haynesville Shale**

---

<sup>35</sup> LORD, Paul, et al. Recycling Water: Case Studies in Designing Fracturing Fluids using Flowback, Produced, and Nontraditional Water Sources. En: SPE Latin-American and Caribbean Health, Safety, Environment and Social Responsibility Conference. Society of Petroleum Engineers, 2013.p.2.

<sup>36</sup> BRYANT, Jason E. y HAGGSTROM, Johanna. An Environmental Solution to Help Reduce Freshwater Demands and Minimize Chemical Use. En: SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference & Exhibition-From Potential to Production. 2012.p.1.

Según Lord<sup>37</sup>, un pozo de gas natural (Haynesville Shale) en el Norte de Louisiana fue exitosamente completado usando tecnologías recientes para fracturamiento hidráulico y tratamiento de agua. En este pozo se usaron más de 4 millones de galones de fluido para estimular el pozo, y así obtener una producción económica de gas natural, adicionalmente se usaron ingredientes utilizados en la industria alimenticia para la respectiva estimulación. Cerca de 4,8 millones de galones de agua fueron tratados usando el proceso que usa radiación ultravioleta. La aplicación de esta técnica evitó la adición de más de 2400 galones de biocida en el pozo. Adicionalmente, 1 millón de galones de agua producida fueron preparados para reciclar en el pozo con el uso del tratamiento de Electrocoagulación, el cual redujo significativamente el uso de agua dulce.

- **Caso 2: Central Utah**

Como mencionan Van Domelen y Haggstrom<sup>38</sup>, en un lugar de difícil condiciones de comunicación en Central Utah, un operador requería una fuente fiable de agua, ya que las condiciones climáticas y las carreteras de acceso eran limitadas. Un tratamiento de agua por medio de Electrocoagulación fue implementado y puesto en operación en menos de cuatro días. Este tratamiento permitió al operador regenerar el agua para reúso en fluidos de fracturamiento y otros procesos de perforación y producción. Como resultado, se redujo notablemente el consumo de agua dulce y se minimizaron los costos asociados a la disposición del agua. Durante un clima extremo que duró cinco meses, se trataron 550000 barriles de agua. Esto se tradujo en una reducción de más de 100 viajes de camiones cisterna, reduciendo así las emisiones y la huella ambiental. Adicionalmente, este tratamiento de Electrocoagulación contribuyó a un ahorro de aproximadamente USD 250.000 en el plan de manejo del agua.

---

<sup>37</sup> LORD,Paul, et al. Op. Cit. p.6.

<sup>38</sup> VAN DOMELEN,Mark y HAGGSTROM,Johanna. Methods for Minimizing Fresh Water Requirements in Unconventional Reservoir Fracturing Operations. En: 20th World Petroleum Congress.World Petroleum Congress, 2011.p.6.

### **3. ANALISIS DE LAS ESTRATEGIAS DE MINIMIZACION DEL AGUA DULCE APLICADAS EN ESTADOS UNIDOS**

Como se vio en el anterior capítulo las estrategias PML para las operaciones de fracturamiento hidráulico, se basaban en la sustitución, minimización propiamente dicha y reuso y reciclaje. En este capítulo, se analizarán dos de estas estrategias (reuso y Reciclaje y Minimización propiamente dicha), las cuales son las estrategias que más han sido desarrolladas en Estados Unidos. En cuanto a la sustitución, es una alternativa que apenas está siendo investigada, con lo cual no existen aún resultados de las pruebas que se han desarrollado con otro tipo de fluidos. La metodología que se utilizara para el análisis de las dos estrategias identificadas, se hará a partir del análisis de dos estudios de caso.

#### **3.1 ESTUDIO DE CASO MARCELLUS SHALE: REÚSO Y RECICLAJE**

##### **3.1.1 Introducción**

El campo Marcellus Shale se encuentra en la cuenca Appalachian, la cual se encuentra ubicada en el Este de Estados Unidos, comprendiendo los Estados de Pensilvania, Nueva York, Ohio y Virginia del Este. Este campo se extiende en aproximadamente 34.000.000 acres, y cuenta con una formación de espesor de aproximadamente 50 pies, el cual contiene alrededor de 500 Terapias cúbicas de gas en sitio. La mayor parte de este campo se encuentra en el Estado de Pensilvania (Ver Figura 4).

La extracción de gas en el campo Marcellus Shale requiere de grandes cantidades de agua. Se estima que aproximadamente una operación de fracturamiento hidráulico en este campo puede requerir entre 3 – 8 millones de galones de agua, de las cuales aproximadamente entre el 10 – 40% del agua regresa a la superficie como “flowback”. Generalmente, esta agua que regresa a superficie se disponía en pozos que se usaban para disposición final, sin embargo, las características geológicas de las formaciones de los Estados de Pensilvania y Virginia del Este no tenían la capacidad para recibir esta agua, por lo tanto no era permitido disponer el agua residual en estos pozos de disposición/ inyección.

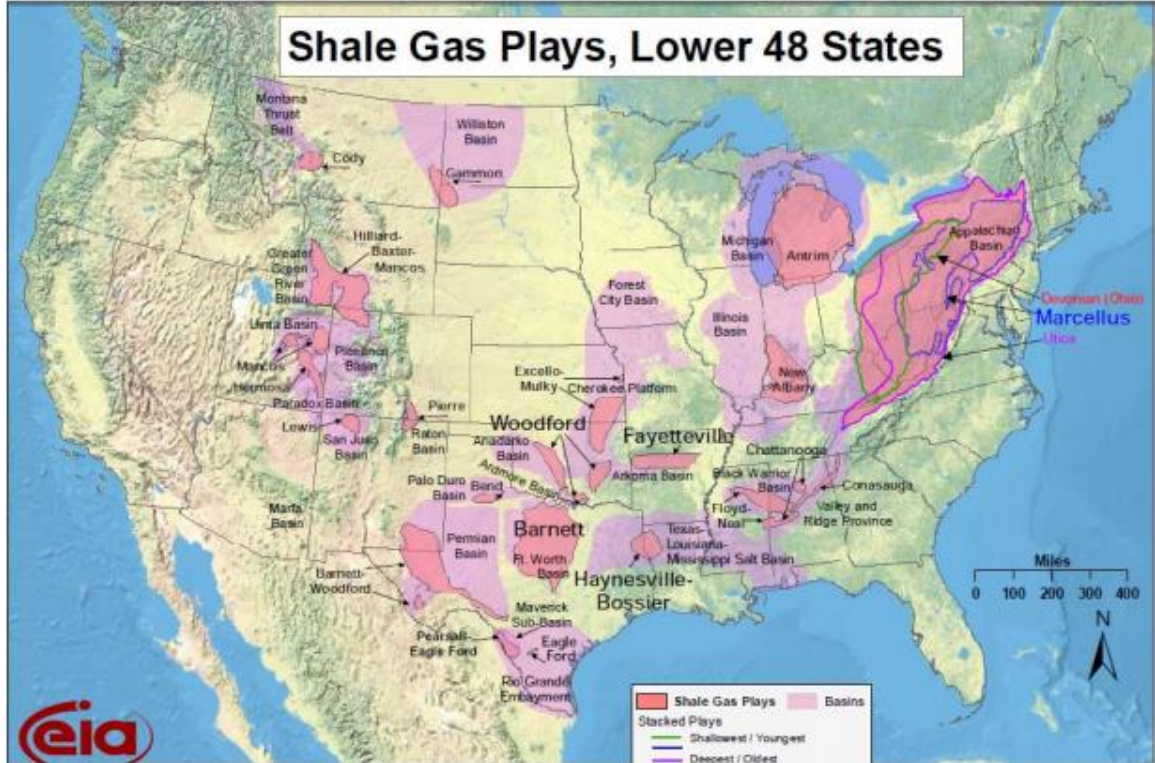
Según Boschee<sup>39</sup>, como consecuencia del problema de no tener donde disponer las aguas residuales dentro de los Estados de Pensilvania y de Virginia del Este, los operadores del campo tuvieron que buscar pozos de disposición en el Estado de Ohio, teniendo que asumir costos de transporte del agua residual hasta los pozos donde el agua sería inyectada. Aproximadamente de 250 pozos operando en el campo Marcellus Shale, tres cuartos de los pozos para inyectar el agua residual estaban localizados en Ohio. Reportes del Estado de Ohio mostraron que

---

<sup>39</sup> BOSCHEE, Pam. Produced and flowback water recycling and reuse: economics, limitations, and technology. En: Oil and Gas Facilities. vol. 3, no. 01, p. 18.

en la primera mitad del año 2012, el 56% de los materiales dispuestos en los pozos de inyección/disposición provenían de Pensilvania y Virginia del Este.

Mapa 1. Principales Yacimientos No Convencionales en Estados Unidos



Fuente: Development of Marcellus Shale in Pennsylvania

Debido al problema de tener que transportar el agua residual hasta otros Estados para su disposición final, las operadoras del campo decidieron comenzar a realizar tratamientos del agua de retorno (flowback) para reciclar y reusar, ya que era una alternativa que reduciría los costos del manejo del agua y disminuiría la necesidad de manejar grandes cantidades de agua para su disposición final.

Una de las tecnologías de tratamiento de agua que se han desarrollado para reusar y reciclar el flowback en el campo Marcellus Shale consiste por medio de la destilación térmica, que a través de un proceso de transferencia de calor interno descontamina y desaliniza el agua. Por otro lado, se estudia el proceso de tratamiento del agua por medio del dióxido de cloro ( $\text{ClO}_2$ ) que funciona como oxidante, y que debido a sus propiedades biológicas consigue remover contaminantes críticos del agua.



### **3.1.2 Identificación de las variables de producción**

El campo Marcellus Shale requiere grandes cantidades de agua cuando se realiza una operación de fracturamiento hidráulico. Inicialmente la adquisición del agua se da por medio de fuentes hídricas, aguas subterráneas, municipales y agua de reúso que se usó en anteriores fracturamientos. Sin embargo, existen varias fuentes hídricas que son fuertemente protegidas por las leyes ambientales del país, lo que hace que la adquisición por medio de este medio a veces se vuelva complicado. Esta es una de las razones por las cuales, la alternativa de reusar y reciclar agua se ha vuelto una opción para varias operaciones de fracturamiento. Se estima que una operación en el campo Marcellus requiere entre 3 – 8 millones de galones de agua por pozo.

Posterior a la adquisición, el agua es llevada al campo de operación por medio de camiones cisternas, que tienen que realizar varios viajes para poder transportar la cantidad total de agua que requiere una operación de fracturamiento. Con el gran número de viajes que deben hacer los camiones cisternas, se corren riesgos de accidentes así como el deterioro de las vías y la contaminación por las emisiones que generan estos camiones. Por lo tanto, cuando se decide minimizar la captación de agua dulce, también se disminuirían los impactos ambientales generados por el transporte del agua hasta el campo de la operación.

Posteriormente, el agua dulce que se transporta hacia el campo es almacenada en estanques o en tanques sobre tierra, que pueden ser tanques de paneles de acero o de pared de polietileno. Luego de su uso, ya sea en operaciones de perforación o fracturamiento hidráulico, un porcentaje de agua (en el campo Marcellus entre el 10% y 40%, aproximadamente entre 300.000 y 800.000 galones por pozo) regresa a la superficie. Esta agua que regresa a la superficie es conocida como agua de retorno, que puede ser el agua producida referente al agua de la formación y el agua que uso para fracturar la roca. El agua producida y flowback es almacenada en estanques superficiales alineados, tanques de acero permanentes con contención secundaria, o tanques portátiles con contención secundaria y detección de fugas.

Finalmente, el agua que retorna a la superficie debe ser tratada en caso de que se vaya a disponer en un pozo de inyección, o si se va a reciclar o reusar. Como se mencionó anteriormente, el tratamiento depende de la acción que se vaya a realizar con el flowback o agua producida. En el caso del campo Marcellus, hay operadores que decidieron reusar el agua en futuros fracturamientos. Uno de los operadores aplicó un tratamiento que funcionaba por medio de un proceso de destilación térmica (AltelaRain process), el cual logró disminuir considerablemente los cantidad total de solidos totales (TDS flowback campo Marcellus = 20.000 – 100.000 mg/L), para finalmente reusar el agua en operaciones posteriores. Con el uso de esa tecnología se lograron tratar cerca de 500.000 gal/día para reusar.

Por otro lado, otro operador también en el campo Marcellus, uso un tratamiento de oxidación, por medio del dióxido de Cloro ( $\text{ClO}_2$ ). Con este tratamiento se logró eliminar por completo los compuestos de hierro del agua de retorno, así como las bacterias que pueden causar corrosión. Este operador logro diseñar un fluido de fracturamiento con un 25% de agua de reúso.

Vale la pena indicar que a pesar de que el reúso y reciclaje ha sido una alternativa para minimizar el uso de agua dulce en Marcellus, otra cantidad de agua usada en la operación de fracturamiento es llevada para su disposición final en los pozos de inyección.

En resumen, el ciclo de vida del agua en las operaciones de fracturamiento hidráulico comienza desde el suministro hasta la disposición final (Figura 5). El compromiso que tienen las operadoras es que cada vez minimicen el uso de agua dulce, por medio del reúso y reciclaje de la misma, con el fin de lograr una mayor sostenibilidad en este proceso.

Figura 4. Ciclo de vida del agua en las operaciones de Fracturamiento hidráulico



Fuente: Manejo de agua en un fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales de lutitas

Tabla 1. Cuantificación de las características del agua en Campo Marcellus Shale

Agua requerida para operación de fracturamiento (millones gal/pozo)	3 - 8
Fracción de agua de retorno/ flowback	10 - 40 %
Cantidad de agua de retorno/flowback (gal/pozo)	300.000 - 800.000
Promedio TDS del agua de retorno / flowback (mg/L)	20.000 - 100.000

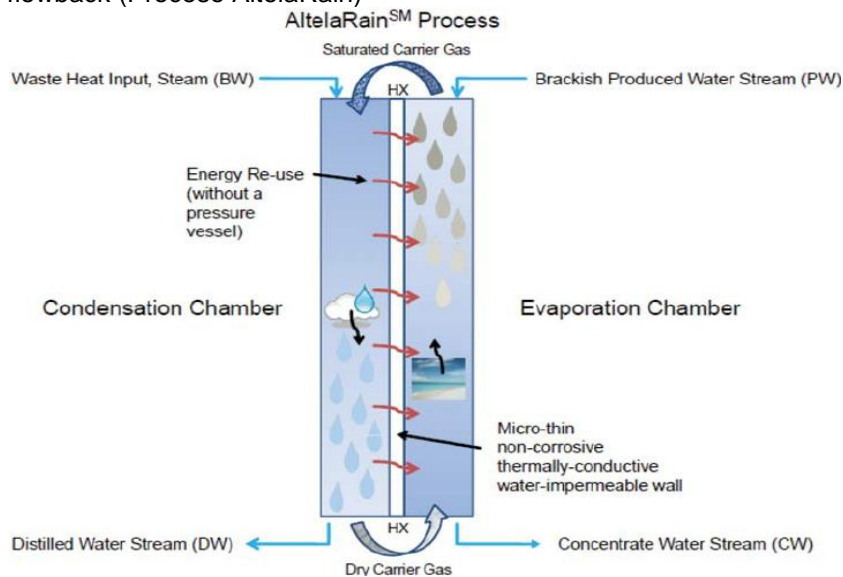
Fuente: Produced and flowback water recycling and reuse: economics, limitations, and technology

### 3.1.3 Identificación tecnología de tratamiento

#### 3.1.3.1 Tecnología de destilación térmica (AltelaRain Process)

Según Boschee<sup>40</sup>, la tecnología de destilación térmica usada en el campo Marcellus es usada para la desalinización y descontaminación del agua. Esta tecnología implementa un proceso de transferencia de calor interno que permite el reúso del calor latente de la condensación para compensar el calor total latente de la evaporación que se requiere en una destilación térmica convencional. El agua contaminada que ingresa es convertida en agua destilada limpia y en una solución concentrada de agua contaminada (ver Figura 6).

Figura 5. Proceso de transferencia de calor interno para Reúso del flowback (Proceso AltelaRain)



Fuente: BOSCHEE, Pam. Produced and flowback water recycling and reuse: economics, limitations, and technology. En: OIL AND GAS FACILITIES. vol. 3, no. 01.

<sup>40</sup> BOSCHEE, Pam. Produced and flowback water recycling and reuse: economics, limitations, and technology. En: Oil and Gas Facilities. vol. 3, no. 01, p. 20.

El proceso inicia con el agua producida que es recolectada en un tanque de almacenamiento. Seguido a esto, el agua es transferida a un sistema de contenedores, en donde el agua producida es circulada a través de 10 torres. Estas torres están diseñadas para evaporar el agua pura del agua producida salobre. Posteriormente, el agua evaporada es luego condensada en el lado opuesto de unas delgadas láminas de plástico dentro de la misma torre.

El agua condensada es recolectada y transferida desde las torres hacia los tanques de almacenamiento de agua destilada. El agua concentrada es eventualmente concentrada alrededor de cinco veces de más contenido de Sólidos totales disueltos (TDS) para luego ser bombeada del sistema para su disposición. El agua destilada también es bombeada desde el sistema y hecha disponible para reciclar y reusar. La calidad del agua destilada tratada cumple con los requerimientos de descarga del Estado de Pennsylvania.

Dos facilidades de tratamiento de agua residual, localizadas en el Oeste de Pennsylvania, usan la tecnología. Cada facilidad puede procesar 12.000 Barriles/día (cerca de 500.000 gal/día) de agua producida, los cuales pueden ser reusados para operaciones de pozo.

### **3.1.3.2 Tecnología de tratamiento de oxidación con Dióxido de Cloro**

Basado en los requerimientos de la operadora y la compatibilidad del fluido fracturante, un selectivo oxidante (dióxido de cloro) es seleccionado como tratamiento primario. Las propiedades químicas y biológicas del Dióxido de Cloro ( $\text{ClO}_2$ ), lo hace capaz de remover los contaminantes críticos y trata suficientemente el agua hasta una etapa final, donde el agua puede ser usada para diseñar un nuevo fluido fracyturante.

Según Shipman<sup>41</sup>, el dióxido de Cloro es un oxidante que ha sido usado en las industrias de los Estados Unidos por más de 70 años, así como para desinfectar los abastecimientos de agua potable municipal. El uso se le atribuye debido a su mecanismo de transferencia de electrones, donde ataca a los electrones ricos en moléculas orgánicas.

El dióxido de Cloro es una solución ambientalmente preferida que tiene varios beneficios. Este trabaja rápidamente y eficientemente en bajas dosis y ofrece la destrucción de bacterias, hongos y virus. Es un compuesto no tóxico, que no reacciona con la mayoría de materia orgánica natural ni con el amoníaco. El  $\text{ClO}_2$

---

<sup>41</sup> SHIPMAN, Shawn, et al. Maximizing Flowback Reuse and Reducing Freshwater Demand: Case Studies from the Challenging Marcellus Shale. En: SPE Eastern Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers, 2013. p.2

es menos corrosivo que el cloro y oxida el manganeso, hierro, fenoles, sulfuros, cianuro y sustancias causantes de olores.

El dióxido de Cloro es muy efectivo para la oxidación del hierro. Incluso en presencia de impurezas orgánicas, con la dosis apropiada, completa la oxidación y la remoción se completa. Además oxida el hierro de los estados ferrosos, formando un hidróxido férrico, el cual se precipita como un floc café pesado. Este floc puede ser removido fácilmente usando un proceso de filtración.

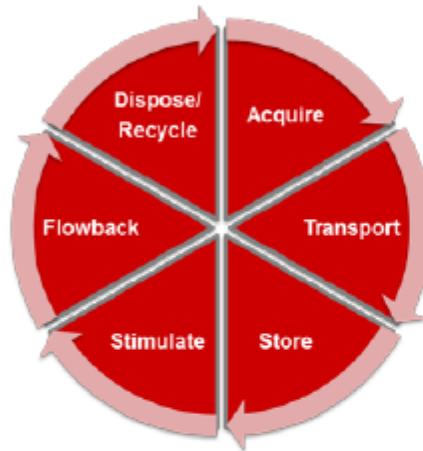
Este compuesto actúa rápidamente contra el espectro biocida. Puede trabajar en sistemas de un variado rango de pH. Normalmente las aplicaciones de agua de superficie incluyen la mitigación del Sulfuro de Hierro (FeS) y Sulfuro de hidrogeno (H<sub>2</sub>S), tratamiento químico del agua dulce para perforación u operaciones de fracturamiento hidráulico, y desinfección del agua producida y flowback para reúso.

En el campo Marcellus, un operador quiso diseñar un fluido de fracturamiento con mínimo un 25% de agua reusada. Para ello, inicialmente se combinaron aguas producidas de diferentes pozos cercanos para realizarles tratamiento y posteriormente reusarlas. Las pruebas identificaron compuestos férricos y ferrosos, así como bacterias, las cuales podrían presentar problemas al pozo produciendo Sulfuro de hidrogeno, y causando corrosión.

Una vez el agua fue almacenada, se decidió llevar a un proceso de tratamiento con Dióxido de Cloro. El agua tratada fue posteriormente llevada a través de un clarificador para la separación de sólidos y a un filtro. Después de la filtración, el fluido procesado fue almacenado hasta que una nueva operación de fracturamiento hidráulico se requiriera. El mapa del proceso resumido se puede observar en la Figura 7.

Para obtener el mínimo requerimiento de reúso del 25% de agua, los compuestos ferrosos necesitaban ser menores de 40 mg/L. Para reusar el 50%, los compuestos ferrosos necesitaban ser menores a 20 mg/L. Después de 30 días del tratamiento, se lograron obtener niveles en promedio de 6.67 mg/L. En cuanto a los niveles de bacterias, también se logró una remoción efectiva de estas.

Figura 6. Ciclo de vida del agua en una operación de Fracturamiento. Adquisición, Transporte, Almacenamiento, Estimulación, Flowback, Disposición/ Reciclaje.



Fuente: TIPTON, D. Steven. Mid-Continent Water Management for Stimulation Operations. En: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference. Society of Petroleum Engineers, 2014.

### 3.1.4 Análisis

Como se ha logrado observar a través del estudio de caso del campo Marcellus, el agua es una materia prima de gran importancia para realizar una operación de fracturamiento hidráulico. El manejo del agua en todo el proceso debe ser analizado desde la adquisición hasta la disposición final, ya que de acuerdo al debido manejo que se le dé, se lograra reducir costos de operación, así como también se muestra una responsabilidad ambiental reduciendo los impactos que todo el proceso del agua puede causar.

Enfocándonos precisamente en el campo Marcellus, se muestra que es un campo que requiere una cantidad muy alta de agua (3 – 8 millones de galones de agua por pozo) para realizar una operación de fracturamiento. Estas cantidades de agua deben ser transportadas desde los lugares de adquisición por medio de carro tanques. Este transporte genera otros costos adicionales a la operación como son la apertura de nuevas vías para llegar al campo, el mantenimiento de estas vías, así como los impactos que generan el paso de los carros tanques por las comunidades que debe atravesar para llegar al destino y las emisiones de gases que los tanques generan. Por lo tanto, al requerir cantidades tan altas de agua se debe tener en cuenta todos los costos que genera el adquirir el agua desde fuentes hídricas.

Por otro lado, al usar el agua en la operación para las fracturas, como se ha dicho anteriormente, esta retorna a la superficie, pero solo vuelve una fracción (10 – 40% en Marcellus, equivalente a 300.000 – 800.000 galones por pozo), haciendo que deba ser tratada para poder ser vertida o reusada. Cabe aclarar, que al requerir grandes cantidades en la operación, solo un porcentaje de esta puede ser reusada o reciclada, por lo tanto el otro porcentaje restante de flowback debe ser vertido. Sin embargo, el problema que tiene el campo Marcellus, es que al no tener pozos de inyección cerca para disponer en agua en pozos de inyección, deben asumir otros costos adicionales de transporte del flowback hasta otros estados, produciendo una elevación de los costos ambientales y operacionales. Debido a esto y al ajuste de la reglamentación en los pozos de inyección, los operadores se vieron obligados a buscar nuevas alternativas para tener disponibilidad de agua para realizar otros fracturamientos. Entre estas alternativas estuvieron la destilación térmica por medio del AltelaRain's process, y la desalinización y descontaminación del agua con el Dióxido de Cloro, los cuales funcionan como tratamiento del agua para reciclar y reusar en posteriores operaciones.

Con respecto a la tecnología que se debe usar a la hora de realizar el tratamiento de agua, primero se debe caracterizar el agua de retorno, ya que cada tecnología removerá con mayores eficacias diferentes contaminantes. Antes de seleccionar la tecnología de tratamiento, también se debe definir con claridad que se desea hacer con el flowback, ya sea que se va a disponer en los pozos de inyección, o si va a ser reciclada o reusada. Por ejemplo, en las dos tecnologías identificadas que se utilizaron en el campo Marcellus, el principal objetivo de las operadores que las usaron, era reciclar y reusar el agua para minimizar el requerimiento del agua dulce. En la tecnología de la destilación térmica (Altelarain process), se quería disminuir la cantidad de sólidos totales disueltos que tenía el flowback, mientras que en la tecnología de tratamiento del Dióxido de Cloro (ClO<sub>2</sub>) el operador buscaba disminuir los componentes férricos que podían causar incompatibilidad con la formación a la hora de realizar otras operaciones de fracturamiento, y eliminar completamente las bacterias que generaban H<sub>2</sub>S, las cuales pueden generar corrosión en los equipos.

El proceso del agua desde la adquisición hasta la disposición final, debe ser analizado como un conjunto y no como procesos aparte, ya que a partir de tomarlo como un conjunto el manejo del agua se podrá analizar de una manera más adecuada, pudiendo reducir los impactos ambientales y los costos operacionales. Adicionalmente, para contribuir en la reducción de estos, se recomienda aplicar alternativas como el reúso y reciclaje del agua, debido a que con el uso de estas herramientas, el proceso del agua se podrá ver reducido y por ende los costos operacionales. A la vez que se reúsa y recicla el agua de retorno, las operadoras minimizaran el uso de agua dulce por lo tanto el impacto ambiental y el costo de transporte y disposición se verán reducidos.

En la selección del tratamiento, se debe inicialmente fijar el objetivo, el cual debe indicar qué uso se le dará al flowback ya sea reúso, reciclaje o vertimiento. Al fijar el objetivo, la selección del tratamiento se dará de acuerdo a la calidad de agua que se desea obtener, es decir seleccionar la tecnología de tratamiento de acuerdo al contaminante que se quiere remover.

Por otro lado, un desafío que tienen las operadoras es encontrar las alternativas para aumentar la fracción de agua que retorna a la superficie, ya que al obtener mayor flowback, se podrán aumentar los volúmenes de agua que pueden ser tratados para después reusar y reciclar.

### **3.1.5 Propuesta de una estrategia de Reúso y Reciclaje del agua de retorno y producida**

Las operadoras cada día analizan más la alternativa de Reusar y Reciclar el agua de retorno (flowback y producida) debido a que así pueden disminuir el uso de agua dulce, y por lo tanto reducir los costos operacionales que hacen referencia al manejo del agua. Por otro lado con el reúso del agua se reduce la huella ambiental que se produce en el desarrollo de las operaciones de un yacimiento no convencional.

Existen diferentes tecnologías de tratamiento del agua que pueden ser seleccionadas para reusar el agua de retorno como lo son la destilación térmica y la oxidación avanzada. La destilación térmica descontamina el agua por medio de procesos de transferencia de calor interno, y disminuye la cantidad de sólidos disueltos (TDS) para que el agua después del tratamiento quede adecuada para posteriores operaciones de fracturamiento o de perforación. Mientras que la oxidación avanzada por medio del Dióxido de Cloro (ClO<sub>2</sub>) reduce los componentes férricos y elimina las bacterias que causan corrosión en el pozo, para reusar el agua y poder diseñar un nuevo fluido fracturante que sea compatible con la formación. Es decir, que la tecnología de tratamiento del agua debe ser seleccionada de acuerdo al contaminante y la eficacia que se quiere remover del flowback.

Por otro lado, se recomienda realizar el tratamiento dentro del mismo campo, ya que de esta manera se reducen los riesgos que conlleva el transporte del agua contaminada hasta otros sitios de tratamiento, así como se eliminan los costos del transporte del agua. La meta del manejo del agua debe ser reusar y reciclar el 100% del agua que retorna a la superficie para diseñar nuevos fluidos fracturantes, ya que de esta manera se reduce la necesidad de utilizar agua potable dentro de las operaciones de fracturamiento hidráulico. Sin embargo, no se puede olvidar que hay que analizar que el nuevo fluido fracturante diseñado con el agua reusada, tiene que ser compatible con las formaciones. Adicionalmente, se recomienda investigar herramientas que ayuden a que la



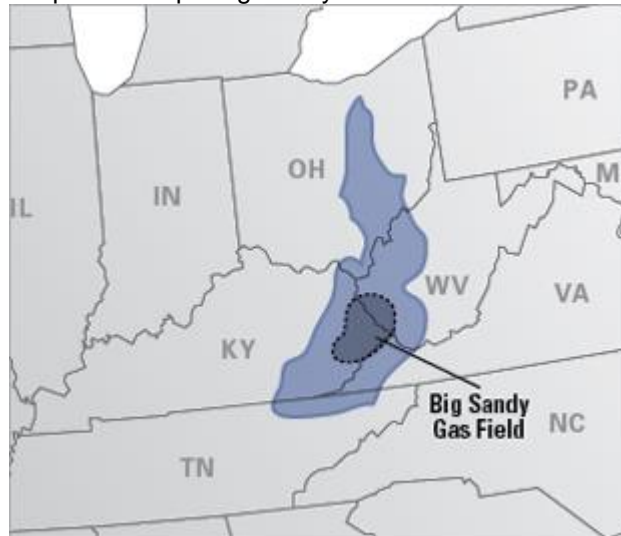
fracción de retorno del agua sea mayor, con el fin de poder recuperar en mayor cantidad el agua que se usa desde la adquisición.

## 3.2 ESTUDIO DE CASO CAMPO BIG SANDY: MINIMIZACIÓN PROPIAMENTE DICHA

### 3.2.1 Introducción

El campo Big Sandy, de la cuenca Appalachian, está localizado en el Este de los Estados Unidos. Actualmente, este campo cuenta más de 25.000 pozos produciendo gas. La producción de los pozos del Este de Kentucky y el Oeste de Virginia del Oeste es normalmente mezclada de diferentes zonas, incluyendo las arenas de Berea, las formaciones de Huron y Cleveland y el Shale de Ohio. El rango de espesores va desde cero en la parte Oeste de Big Sandy hasta más de 3.600 pies en las áreas del Este más lejanas, típicamente entre 200 a 1.600 pies de espesor en las áreas más productivas. Los shales son clasificados de baja permeabilidad y baja presión. Se requirió del fracturamiento hidráulico para hacer la producción de gas rentable. La producción de los pozos verticales en Big Sandy está en un rango de 20 a 500 Mega pies cúbicos por día.

Mapa 2. Campo Big Sandy



Fuente: <http://www.blueflameenergy.com/wp-content/uploads/2012/11/huron-map312.gif>

A través de los años se han diseñado diferentes estimulaciones en Big Sandy, con el fin de optimizar la producción de los pozos. Debido a la baja presión de reservorio que se presencia en Huron, se considera que es sensible al fluido, y como consecuencia históricamente ha tenido que ser estimulado con tratamientos de Nitrógeno de alta velocidad o fluidos espumosos a base de Nitrógeno. El tratamiento más exitoso equilibra los costos de estimulación vs mejoramiento de la

producción, empleando nitrógeno de alta velocidad o espumas de fracturamiento usando grandes volúmenes de agente apuntalante. Estudios anteriores también demostraron que el mejoramiento de la producción a largo plazo era mejor en las estimulaciones que incluían agente apuntalante, que en las que se utilizaba nitrógeno solo.

Según el estudio de caso realizado por Brannon, Kendrick, Luckey y Stipetich<sup>42</sup>, en 2008, dos pozos verticales fueron fracturados usando un nuevo proceso que consistía en un fluido espumoso con calidad 93 – 96% a base de Nitrógeno combinado con agente apuntalante ULW – 1.05 (ULW es un agente apuntalante con baja gravedad específica. El ULW-1.5 es tratado con calor y tiene una gravedad de 1.5. Adicionalmente tiene partículas muy finas, de superficie brillante y partículas casi esféricas). La producción acumulada luego de 30 días incremento aproximadamente en 200%. Debido al éxito del proceso, un operador decidió realizar el mismo proceso, pero esta vez usando un fluido espumoso de Nitrógeno con calidad Ultra alta (Ultra High Quality foam) en diferentes zonas (8 y 9 intervalos) de pozos horizontales. Este último caso es el que se estudiara a continuación.

### **3.2.2 Uso del fluido espumoso de Nitrógeno para aumento del Recobro y minimización del agua**

Hasta hace pocos años en el campo Big Sandy solo se permitía perforar pozos verticales incluyendo el shale Huron. En 2008 el operador comenzó un nuevo programa de perforación en Big Sandy para construir pozos horizontales en la formación Shale Huton. Como se habló anteriormente, debido al éxito de la estimulación en años anteriores con un fluido espumoso de alta calidad a base Nitrógeno combinado con agente apuntalante ULW-1.05, el operador decidió evaluar esa estimulación pero en pozos horizontales en la formación Shale Huron, comparándola con estimulaciones de Nitrógeno gaseoso para fracturar sin apuntalantes y con fluidos convencionales espumosos con apuntalantes.

De acuerdo a Brannon, Kendrick, Luckey y Stipetich<sup>43</sup>, luego de un proceso de selección según la producción de cada pozo y la variación en el número de intervalos, se eligieron 29 pozos para el estudio. Entre los 29 pozos se definieron de la siguiente manera: 11 pozos tratados con fluidos espumosos convencionales con arena, 12 pozos tratados con Nitrógeno de alta velocidad y 6 pozos tratados

---

<sup>42</sup> BRANNON,HD, et al. Multi-Stage Fracturing of Horizontal Wells using Ninety-Five Quality Foam Provides Improved Shale Gas Production. En: SPE Eastern Regional Meeting Proceedings. Paper.2009.p.2.

<sup>43</sup>BRANNON,HD, et al. Multi-Stage Fracturing of Horizontal Wells using Ninety-Five Quality Foam Provides Improved Shale Gas Production. En: SPE Eastern Regional Meeting Proceedings. Paper.2009.p.6.

con fluido espumoso de ultra alta calidad (UHQ foam) con ULW-1.05. Los pozos de estudio fueron localizados en tres áreas distintas dentro del campo Big Sandy. La tabla 4 muestra los pozos localizados en cada área.

Tabla 2. Numero de pozos horizontales en el estudio de caso del Shale Huron, por área

	Espuma UHQ con ULW-1.05	Nitrógeno sin apuntalante	Espuma convencional con arena	Pozos de estudio dentro del Área
Área A	1	4	1	6
Área B	3	4	7	14
Área C	2	4	3	9
<b>Total</b>	<b>6</b>	<b>12</b>	<b>11</b>	<b>29</b>

Fuente: Multi-stage fracturing of horizontal wells using ninety-five quality foam provides improved shale gas production

Los volúmenes de fluido usados en el Nitrógeno de alta velocidad fueron similares a los usados en los fluidos espumosos convencionales y los espumosos UHQ. Los promedios de volumen de Nitrógeno, agua y apuntalante diseñados son mostrados en la Tabla 5.

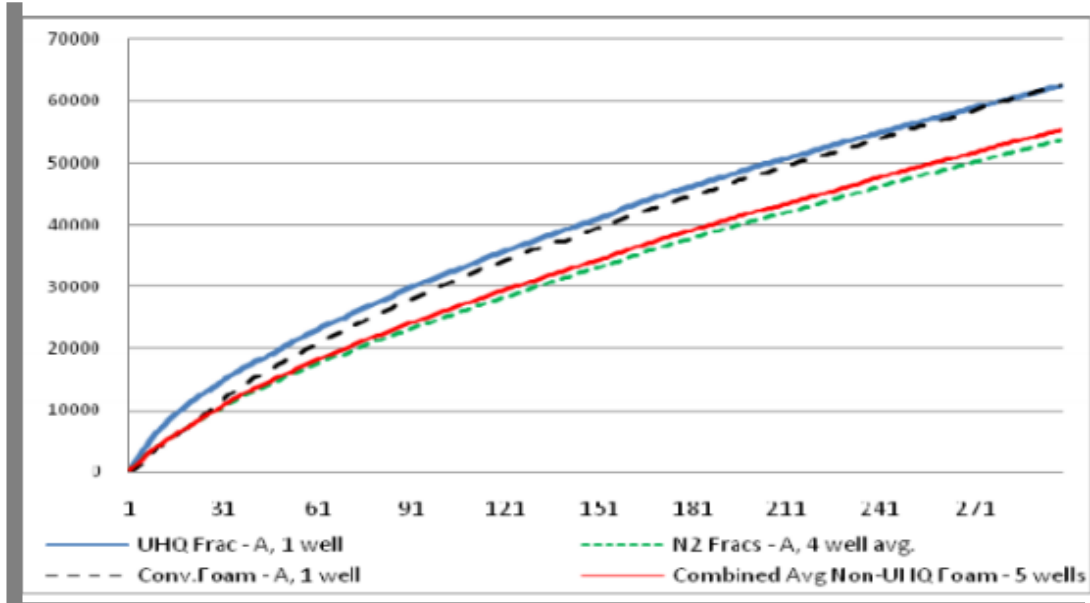
Tabla 3. Volúmenes usados para estimular los pozos horizontales de Huron

	Nitrógeno, ft3	Agua, Bls	Apuntalante, Lb
<b>Nitrógeno sin apuntalante</b>	8.000.000	160	Ninguno
<b>Espuma convencional con arena</b>	8.200.000	2200	400.000 Arena 30/50 o 40/70
<b>Espuma de alta calidad con ULW-1.05</b>	9.600.000	320	32.000 ULW-1.05 40/100

Fuente: Multi-stage fracturing of horizontal wells using ninety-five quality foam provides improved shale gas production

Los resultados obtenidos en cada Área de estudio fueron: La producción acumulada en los pozos del área A se obtuvo promediando la producido durante 300 días en los pozos tratados con espuma UHQ, espuma convencional, Nitrógeno sin apuntalante y un promedio combinado de los pozos tratados con Nitrógeno y espuma convencional. Como se muestra en la Figura 8, los pozos del Área A tratados con fluido espumosos UHQ produjeron más que el promedio de los otros cinco pozos, aproximadamente produjeron un 15% más en lo acumulado de 300 días.

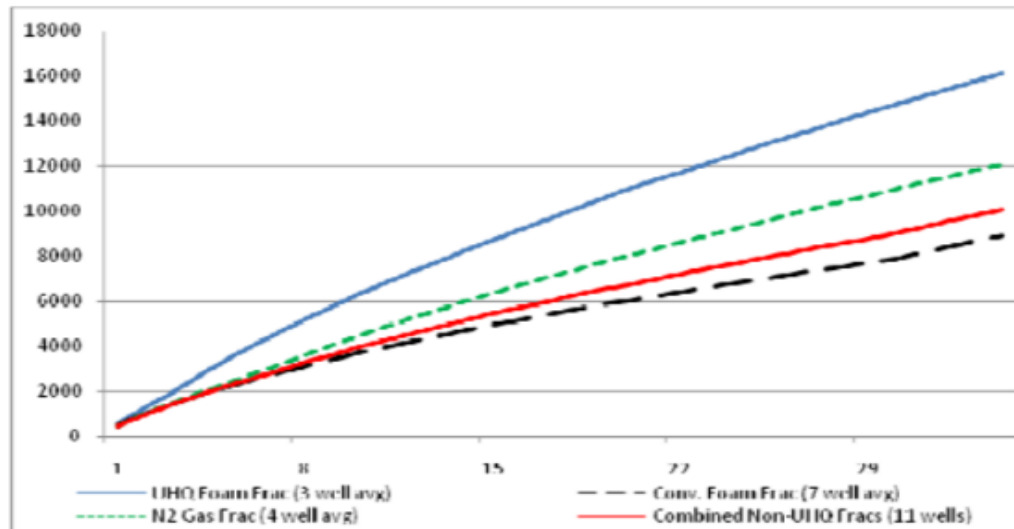
Grafico 1. Produccion acumulada en 300 días. Pozos del Área A. Mcf



Fuente: Multi-stage fracturing of horizontal wells using ninety-five quality foam provides improved shale gas production

En el Área B, dos de los tres pozos que fueron tratados con espuma UHQ habían estado produciendo por 35 días, por lo tanto la producción acumulada en el Área B fue para ese periodo de tiempo. Se observó que la producción acumulada en el Área B en los pozos tratados con espuma UHQ, fue 60% más alto que el promedio de los otros 11 pozos comparados, esto se puede observar en la Figura 9.

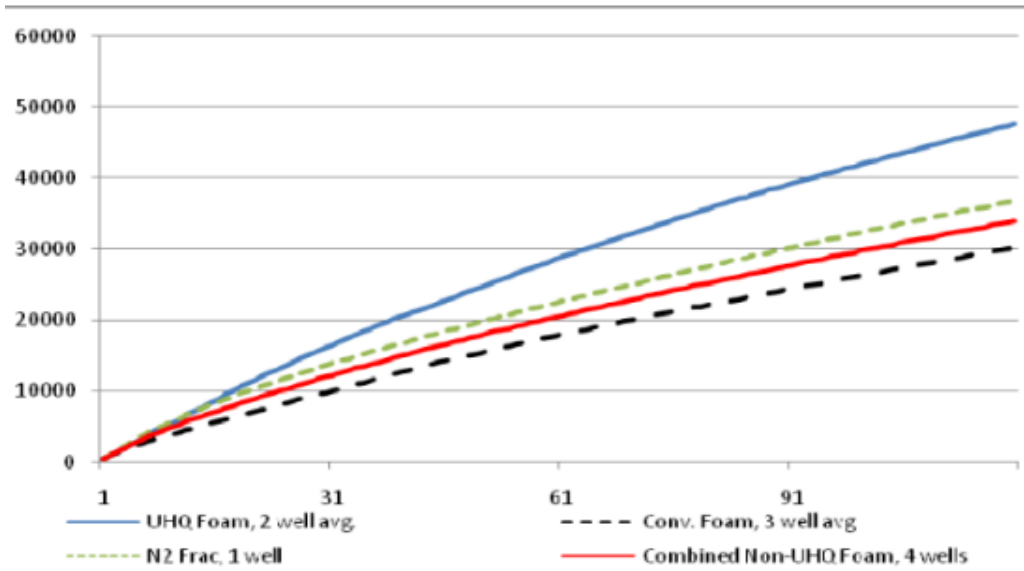
Grafico 2. Producción acumulada en 35 días. Pozos Área B, Mcf



Fuente: Multi-stage fracturing of horizontal wells using ninety-five quality foam provides improved shale gas production

Por último, en Área C fue donde el fluido espumoso UHQ mostro mejor rendimiento. Como en las otras Áreas, el Nitrógeno y las espumas convencionales mostraron un rango amplio de resultados variables. La producción acumulada comparada después de 120 días fue también consistente con los resultados observados en la Área B; con los pozos tratados con espuma UHQ se observó un incremento del 40% comparado con los otros pozos. En la Figura 11 se observa la producción acumulada de las estimulaciones durante los 120 días.

Grafico 3. Producción acumulada en 120 días. Pozos Área C, Mcf



Fuente: Multi-stage fracturing of horizontal wells using ninety-five quality foam provides improved shale gas production

En conclusión, el estudio del fluido espumoso UHQ resulto exitoso, incrementando la producción de los pozos que fueron tratados con este fluido, mejorando la conductividad de las fracturas y por ultimo minimizando el uso del agua dulce para el diseño del fluido de fracturación.

### 3.2.3 Análisis de la estrategia de minimización: modificación de las propiedades del fluido

Por medio del estudio realizado por una operadora del campo Big Sandy, se logró obtener una nueva forma de minimización del agua dulce en las operaciones de fracturamiento hidráulico. El fluido espumoso a base de Nitrógeno que fue usado en este campo mostro resultados muy favorables, tanto para la operadora como para minimizar los impactos ambientales que generan las operaciones de fracturamiento cuando se manejan volúmenes de agua altos.

El fluido usado consistía en una espuma de alta calidad a base de Nitrógeno combinado con un agente apuntalante de baja gravedad específica, los llamados apuntalantes Ultra-lightweight (ULV-1.05). Las características de este agente apuntalante ayudan a que el fracturamiento sea realizado de una buena manera y no generen daño a la formación productora a la hora de realizar la fractura. Por ejemplo la flotabilidad neutral del apuntalante ULW-1.05 permite que se genere simples fracturas que permiten un efectivo desplazamiento del agente apuntalante.

En cuanto a la espuma de alta calidad fue preparada inyectando agua viscosificada con 13.5 gramos por tonelada de surfactantes visco elásticos en una corriente de Nitrógeno a una tasa diseñada, con el fin de generar una espuma con una fase interna gaseosa del 95% a una temperatura de 100°F y una presión de 1.000 psi. Empleando espuma de calidad ultra alta (UHQ) se reduce aproximadamente el 80% del volumen líquido bombeado al reservorio, y por lo tanto el fluido de retorno. Por lo tanto, la espuma UHQ fue el fluido ideal para complementar el apuntalante ULW-1.05, y así optimizar las estimulaciones en un reservorio sobre presionado como lo es la formación Huron Shale.

Adicionalmente con este fluido se requiere menos equipamiento, tanques de almacenamiento y volúmenes de agua fueron requeridos para el proceso, dejando una huella mucho menor en la locación, minimizando los gastos de manejo del agua y reduciendo significativamente los costos de disposición del fluido. Comparando con un fluido espumoso convencional, el fluido espumoso UHQ requiere agua en un 90% menos, por lo tanto se economiza en la adquisición del agua, transporte, y tratamiento, incluyendo todos los costos que tiene la filtración, purificación y control de arcillas.

### **3.2.4 Propuesta de una estrategia de minimización de agua dulce**

En yacimientos de baja permeabilidad y sensibles a los fluidos, el fluido espumoso UHQ a base de nitrógeno combinado con apuntalante ULW es una alternativa para minimizar el uso de agua dulce y aumentar la productividad. Este tipo de fluidos tiene grandes ventajas como la reducción de equipamientos para ejecutar el tratamiento del fluido, los cuales mitigan los costos de la estimulación. Adicionalmente provee beneficios como la reducción de los impactos ambientales, así como la adecuación a locaciones reducidas.

Los requerimientos de agua del fluido espumoso UHQ se reducen más del 90% del volumen comparándolo con un fluido espumoso convencional, por lo tanto se ahorra en la adquisición del agua dulce, el transporte, y tratamiento, incluyendo los costos de purificación, filtración, biocida y control de arcillas. Así mismo, también se ahorran costos en los tanques de almacenamiento, transferencia, y disposición del fluido de retorno.

## 4. AJUSTE DE LAS ESTRATEGIAS IDENTIFICADAS A LA POLÍTICA DE GESTIÓN INTEGRAL DEL RECURSO HÍDRICO EN COLOMBIA

### 4.1 DESCRIPCIÓN DE LA GESTIÓN DEL RECURSO HÍDRICO

En Colombia la gestión ambiental que se realiza sobre el recurso hídrico se basa en un normativa que contempla aspectos que van desde el ordenación, saneamiento básico y agua potable, manejo de vertimientos, planes de ahorro y uso eficiente del agua y planificación de los principales ecosistemas que contienen el recurso hídrico (aguas subterráneas, paramas, humedales y ciénagas y mares y costas). Para los propósitos de este trabajo en la gestión de interés destacan la ordenación del recurso hídrico y los planes de ahorro y uso eficiente del agua.

Según la Política Nacional para la Gestión Integral del Recurso Hídrico<sup>44</sup>, cualquier trámite de concesión de aguas se debe regir por los planes de ordenación y manejo de cuencas hidrográficas (POMCA) que es una norma de superior jerarquía, las cuales brindan a nivel territorial la planificación del uso y manejo sostenible de los recursos naturales en las unidades hidrográficas caracterizadas para el país. Esta planificación basada en cuencas hidrográficas, garantiza la cantidad y la calidad de la oferta ambiental como indispensable para el desarrollo de cualquier actividad económica.

El segundo tipo de gestión nacional del recurso hídrico que resulta de igualmente de interés para este trabajo son los planes de ahorro y uso eficiente del agua (PAUEA), la cual está normatizada por la Ley 373 de 1997 que establece: “Todo plan ambiental regional y municipal debe incorporar obligatoriamente un programa para el uso eficiente y ahorro del agua. Se entiende por programa para el uso eficiente y ahorro de agua el conjunto de proyectos y acciones que deben elaborar y adoptar las entidades encargadas de la prestación de los servicios de acueducto, alcantarillado, riego y drenaje, producción hidroeléctrica y **demás usuarios del recurso hídrico**”.

En un el boletín informativo de la ANH Buenas Practicas para optimizar el consumo de agua frente al Fenómeno del Niño, se establecen algunas medidas, de las cuales dos de ellas están en concordancia con nuestros hallazgos para minimizar el uso del agua en las operaciones de fracturamiento hidráulico. Las medidas establecidas por la ANH son: “• Revisión de otras oportunidades para reducir captaciones de fuentes superficiales. • Gestión para reemplazar el uso de agua captada de las fuentes superficiales para control de material particulado. •

---

<sup>44</sup> Colombia. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Política Nacional Para La Gestión Integral Del Recurso Hídrico. Bogotá, D.C.: Colombia, Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial: 2010. p. 124

Evaluar la oportunidad de implementar mecanismos de re-uso de las aguas residuales industriales.”<sup>45</sup>

## **4.2 AJUSTE DE LAS ESTRATEGIAS IDENTIFICADAS A LA POLÍTICA NACIONAL PARA LA GESTIÓN DEL RECURSO HÍDRICO**

Según la Política Nacional para la Gestión del Recurso Hídrico, todas las acciones que se realicen en el país en cuestión de la gestión integral del recurso hídrico tienen que converger en los objetivos y estrategias propuestas en esta Política. En este apartado se ajustaran las estrategias de producción más limpia identificadas para la minimización del uso del agua en las operaciones de fracturamiento hidráulico, al objetivo de la demanda correspondiente a la Política Nacional para la Gestión del Recurso Hídrico en Colombia.

En la Política Nacional para la Gestión del Recurso hídrico, el objetivo de la demanda hace referencia a “caracterizar, cuantificar y optimizar la demanda de agua en el país. Para cumplir dicho objetivo la Política ha diseñado tres estrategias:

- 1) Caracterización y cuantificación de la demanda del agua en cuencas prioritizadas
- 2) Incorporación de la gestión integral del recurso hídrico en los principales sectores productivos usuarios del agua
- 3) Uso eficiente y sostenible del agua”.<sup>46</sup>

De estas tres estrategias, las dos últimas son las que se ajustan en mayor medida a las estrategias de minimización de uso del agua identificadas en este trabajo. A continuación se desarrolla en mayor profundidad dichas estrategias.

Según la Política Nacional del recurso hídrico, la estrategia de Incorporación de la gestión integral del recurso hídrico en los principales sectores productivos usuarios del agua: “se orienta a promover y apoyar la adopción de herramientas de gestión integrada para el uso del recurso hídrico por parte de los sectores productivos del país que sean mayores consumidores de agua. Para tal fin se prevén las siguientes líneas de acción estratégicas: Incorporar las directrices de la Política Nacional para la Gestión Integral del Recurso Hídrico en los planes estratégicos y

---

<sup>45</sup> ASOCIACION NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Buenas prácticas para optimizar el consumo de agua frente al Fenómeno del Niño. [Sitio web]. Bogotá, Colombia. [Consultado el 15/092016]. Disponible en: <a href='http://www.anh.gov.co/Sala-de-Prensa/Lists/Anuncios/Noticias.aspx?ID=71' target='\_blank'>http://www.anh.gov.co/Sala-de-Prensa/Lists/Anuncios/Noticias.aspx?ID=71</a>

<sup>46</sup> Colombia. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Op. Cit., p.124.



de acción de los principales sectores usuarios del recurso hídrico priorizados en el Plan Hídrico Nacional.”<sup>47</sup>

Por otro lado, la estrategia del uso eficiente y sostenible del agua se orienta a fortalecer la implementación de procesos y tecnologías de ahorro y uso eficiente y sostenible del agua entre los principales consumidores de agua en el país, así como, a promover el cambio de hábitos no sostenibles de uso del recurso hídrico entre los usuarios comunes del recurso hídrico. Para tal fin se prevén las siguientes líneas de acción estratégicas:

- Incrementar la utilización de tecnologías ahorradoras y de uso eficiente del agua”<sup>48</sup>. En este trabajo se analizaron las tecnologías para el reúso y reciclaje del agua, las cuales cada día hacen más eficiente el uso del agua en las operaciones de fracturamiento hidráulico. Nuevos fluidos que requieren menos uso de agua.
- Adoptar programas de reducción de pérdidas de agua y de mejoramiento de la infraestructura obsoleta existente en los sistemas de abastecimiento de agua para cualquier uso”.<sup>49</sup>
- Incrementar la implementación de los programas de uso eficiente y ahorro de agua, en empresas de acueducto y alcantarillado, riego y drenaje, producción hidroeléctrica y demás usuarios, priorizados en el Plan Hídrico Nacional.” Las empresas se encuentran obligadas a implementar programas de uso eficiente y ahorro de agua.<sup>50</sup>
- Desarrollar e implementar mecanismos que promuevan cambios en hábitos de consumo no sostenibles en los usuarios del agua.”<sup>51</sup> Por ejemplo, la modificación del proceso. En vez de realizar la disposición del agua de retorno, se reúsa y se recicla. Así como realizar una sustitución en el cambio del fluido.

### **4.3 CONSIDERACIONES FINALES**

Como lo demostró el Estudio del uso del agua realizado en el año 2014, la demanda del agua del sector hidrocarburos esta mayormente ubicada en la zona del Orinoco. A esto se tiene que sumar que a la hora de realizar operaciones de fracturamiento hidráulico la demanda del agua se incrementara en gran medida. Por esta razón, cada día es de mayor importancia, si se quiere empezar a explotar

---

<sup>47</sup> Colombia. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Op. Cit., p.124

<sup>48</sup> Ibid., p.125.

<sup>49</sup> Ibid., p.125.

<sup>50</sup> Ibid., p.125.

<sup>51</sup> Ibid., p.125.

los yacimientos no convencionales en Colombia, aplicar las alternativas que minimizan el uso del agua en las operaciones de fracturamiento.

Como se logra ver en este trabajo, ya existen herramientas para gestionar el uso del recurso hídrico del país como lo establece la Política Nacional para la Gestión del Recurso Hídrico. Lo más importante para que estas herramientas funcionen, es que las empresas demuestren responsabilidad frente al uso eficiente y adecuado del agua, ya que si no existe un verdadero compromiso por parte de las empresas, en este caso las petroleras, el problema del uso del agua podría volverse crítico, ya que serían sectores como el agrícola y el de hidrocarburos, que requerirían grandes cantidades del agua generando un estrés por la demanda del recurso hídrico. Es por esta razón, que para que no se llegue a este punto, sería necesario establecer unos límites para la demanda del agua, teniendo en cuenta la oferta del recurso en cada región.

En conclusión, para la implementación del fracturamiento hidráulico en la explotación de yacimientos no convencionales en Colombia, se recomiendan evaluar las estrategias de minimización del agua desarrolladas en este trabajo, con el fin de realizar unas operaciones que no perjudiquen el recurso hídrico del país y que no se generen conflictos por el uso del agua entre los diferentes sectores que utilizan de ella. Adicionalmente, las operadoras que desarrollen estas operaciones siempre deben seguir los lineamientos de la Política Nacional para la Gestión del Recurso Hídrico.

## 5. CONCLUSIONES

- Se identificaron tres estrategias de minimización del agua utilizada en el fluido de fracturamiento hidráulico: 1) sustitución del uso del agua potable en el fluido fracturante; 2) minimización propiamente dicha del uso de agua dulce y; 3) Reúso y reciclaje del agua de retorno y producida.
- A partir del estudio de caso de Marcellus Shale, se observó que el reúso y reciclaje del agua de retorno y producida es una estrategia apropiada para disminuir el uso del agua dulce en la operación de fracturamiento hidráulico. Por lo tanto, se reducen los costos operacionales que hacen referencia al manejo del agua, ya que se reduce en gran medida las etapas de captación, transporte y disposición del agua.
- Con el estudio de caso del campo Big Sandy, se evidenció que la Minimización del uso del agua dulce en el diseño del fluido fracturante es una opción para yacimientos que son sensibles a los fluidos y tienen baja permeabilidad, ya que el fluido fracturante es a base de Nitrógeno o Dióxido de Carbono.
- A partir de los estudios de caso se observó que en la aplicación de las estrategias de minimización y reúso y reciclaje del agua en el diseño del fluido fracturante, los volúmenes de agua a captar, tratar y disponer se reducen, y por lo tanto los impactos ambientales relacionados al ciclo de vida del agua en la operación de fracturamiento hidráulico se disminuirán en gran medida.
- Las estrategias identificadas se ajustan al objetivo de la Demanda de la Política Nacional para la Gestión del Recurso Hídrico, y cumplen con las estrategias que este objetivo propone como la implementación de tecnologías ahorradoras y de uso eficiente, la adopción de programas de reducción de pérdidas de agua, la implementación de programas de uso eficiente y ahorro de agua y la implementación de mecanismos que promuevan cambios en los hábitos de consumo no sostenibles. Así mismo, estas estrategias están en concordancia con las Buenas Prácticas para optimizar el consumo del agua, establecidas por la ANH.

## 6. RECOMENDACIONES

Las estrategias de minimización de agua identificadas en esta monografía son nuevas alternativas para el futuro de la industria petrolera, especialmente para las operaciones de fracturamiento hidráulico. Para un mejor desarrollo de las estrategias se recomienda hacer investigaciones más profundas de cada una. Por ejemplo, la estrategia de sustitución requiere una investigación a mayor profundidad que muestre resultados de campo para realizar su respectiva implementación dentro de las operaciones.

Por otro lado, para tener mayor provecho del Reúso y Reciclaje del agua de retorno y producida, se requiere que el porcentaje de recobro de flowback sea mayor, por lo tanto es de gran interés si se obtienen nuevos conocimientos de cómo aumentar este porcentaje, debido a que se podrá usar mayor agua reciclada para la fabricación del fluido, y por lo tanto se requerirá menos agua dulce.

En cuanto a la estrategia de Minimización, por medio de fluidos a base de Nitrógeno y Dióxido de Carbono, se recomendaría analizar nuevos casos donde este tipo de fluidos se hayan usado en yacimientos no convencionales con diferentes propiedades a las que tiene el campo Big Sandy. Esto con el fin de evaluar si este tipo de fluido se podría usar en otro tipo de yacimientos y lograr minimizar los impactos ambientales relacionados al ciclo de vida del agua en las operaciones de fracturamiento hidráulico.

## BIBLIOGRAFIA

ALDUAILEJ, Yaser K.; ALOTAIBI, Fawaz M. y ALKHALDI, Mohammed H. CO<sub>2</sub> Emulsified Fracturing Fluid for Unconventional Applications. En: Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Society of Petroleum Engineers, 2015.

ASOCIACIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Buenas Prácticas Para Optimizar El Consumo De Agua Frente Al Fenómeno Del Niño. [Sitio web]. Bogotá, Colombia. 11/08/2014. [Consultado el 15/09/2016]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Sala-de-Prensa/Lists/Anuncios/Noticias.aspx?ID=71>

BEECROFT, Sean y SVARCZKOPF, Tim. Appalachia Shale Gas Water Management Best Practices. En: SPE International Conference on Health, Safety, and Environment. Society of Petroleum Engineers, 2014.

BEST, Laura C. y LOWRY, Christopher S. Quantifying the potential effects of high-volume water extractions on water resources during natural gas development: Marcellus Shale, NY. En: Journal of hydrology: REGIONAL STUDIES. vol. 1, p. 1-16

BOSCHEE, Pam. Produced and flowback water recycling and reuse: economics, limitations, and technology. En: Oil and gas facilities. vol. 3, no. 01, p. 16-21

BRANNON, HD, et al. Multi-Stage Fracturing of Horizontal Wells using Ninety-Five Quality Foam Provides Improved Shale Gas Production. En: SPE Eastern Regional Meeting Proceedings. Paper. 2009.

BRYANT, Jason E. y HAGGSTROM, Johanna. An Environmental Solution to Help Reduce Freshwater Demands and Minimize Chemical Use. En: SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference & Exhibition-From Potential to Production. 2012.

CARTER, Kimberly E.; HAMMACK, Richard W. y HAKALA, J. Alexandra. Hydraulic Fracturing and Organic Compounds-Uses, Disposal and Challenges. En: SPE Eastern Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers, 2013.

Colombia. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Política Nacional Para La Gestión Integral Del Recurso Hídrico. Bogotá, D.C.: Colombia, Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial: 2010. 124 p.

CRAWFORD, Mark. [H. sub. 2] O: taking the hydro out of hydraulic fracturing: waterless methods aim to make unconventional oil and gas wells more

environmentally friendly. En: MECHANICAL ENGINEERING-CIME. vol. 137, no. 3, p. 30-36

VEGA (De la) NAVARRO, Angel y RAMÍREZ VILLEGAS,Jaime. El Gas de Lutitas (Shale Gas) en México: Recursos, explotación, usos, impactos. En: ECONOMÍA UNAM. vol. 12, no. 34, p. 79-105

EVANS,Robin. Unconventional Gas Water Management: What can be Applied from Decades of Experience with Conventional Oil Produced Water Management? En: SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition.2014.

HOOF, Van B. Introducción a la producción más limpia. En: Bogotá: organización para el desempeño empresarial sostenible (material en desarrollo).universidad de los Andes.Bogotá.

HORNER,Patrick; HALLDORSON,Brent y SLUTZ,James A. Shale Gas Water Treatment Value Chain-a Review of Technologies, Including Case Studies. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition.Society of Petroleum Engineers, 2011.

LESTER,Yaal, et al. Characterization of hydraulic fracturing flowback water in Colorado: Implications for water treatment. En: Science of the total environment. vol. 512, p. 637-644

LORD,Paul, et al. Recycling Water: Case Studies in Designing Fracturing Fluids using Flowback, Produced, and Nontraditional Water Sources. En: SPE Latin-American and Caribbean Health, Safety, Environment and Social Responsibility Conference.Society of Petroleum Engineers, 2013.

MEHTA,Neha y O'SULLIVAN,Francis. –Water management in unconventional oil and gas development–the issues and their optimization. En: FOOD, ENERGY, AND WATER. p. 217-241

OLSON,DK, et al. Smart Water Management as Part of Supply Chain Logistics for Source Rock Development. En: SPE Middle East Intelligent Energy Conference and Exhibition.Society of Petroleum Engineers, 2013.

ORGANIZACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO INDUSTRIAL (ONU DI). Manual de producción más Limpia. [Sitio web]. [Consultado el 15/08/2016]. Disponible en: [http://www.unido.org/fileadmin/import/71360\\_1Textbook.pdf](http://www.unido.org/fileadmin/import/71360_1Textbook.pdf)

PAUGH,Lensie Owlén. Marcellus Shale Water Management Challenges in Pennsylvania. En: SPE Shale Gas Production Conference.Society of Petroleum Engineers, 2008.

PIERCE,Dale; BERTRAND,Kelly y CRETIVASILIU,Cornelia. Water Recycling Helps with Sustainability. En: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition.Society of Petroleum Engineers, 2010.

SHIPMAN,Shawn, et al. Maximizing Flowback Reuse and Reducing Freshwater Demand: Case Studies from the Challenging Marcellus Shale. En: SPE Eastern Regional Meeting.Society of Petroleum Engineers, 2013.

TAYLOR,Tekla L. Demonstrating Social Responsibility in Water Management Decisions. Unconventional Resources Technology Conference (URTEC), 2014.

TERRACINA,John; PARKER,Mark y SLABAUGH,Billy. Fracturing Fluid System Concentrate Provides Flexibility and Eliminates Waste. En: SPE/EPA/DOE Exploration and Production Environmental Conference.Society of Petroleum Engineers, 2001.

TIPTON,D. Steven. Mid-Continent Water Management for Stimulation Operations. En: SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference.Society of Petroleum Engineers, 2014.

TROMBETTA,Juan Carlos. El agua en la explotación de yacimientos no convencionales. En: Petrotecnia.

VAN DOMELEN,Mark y HAGGSTROM,Johanna. Methods for Minimizing Fresh Water Requirements in Unconventional Reservoir Fracturing Operations. En: 20th World Petroleum Congress.World Petroleum Congress, 2011.

VASILIU,Cornelia Cretiu; PIERCE,Dale y BERTRAND,Kelly. Challenging Wastewater Treatment. En: International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production.Society of Petroleum Engineers, 2012.

WAMOCK JR,WE; HARRIS,PC y KING,DS. Successful field applications of CO<sub>2</sub>-foam fracturing fluids in the Arkansas-Louisiana-Texas region. En: Journal of petroleum technology. vol. 37, no. 01, p. 80-88

WATTS,Robin. A Day in the Life of a Barrel of Water: Evaluating Total Life Cycle Costs of Hydraulic Fracturing Fluids. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition.Society of Petroleum Engineers, 2013.