

Análisis de fuentes alternativas de agua para fluido de fracturamiento en operaciones de  
yacimientos no convencionales

Christian Javier De La Rosa Roa, Henry Alberto Ramírez Guerrero

Trabajo de Grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director

Ing. Harving Díaz Consuegra

Especialista Ingeniería Ambiental

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2020

### **Dedicatoria**

A mis padres, Luz Miryam y Javier Enrique, por su apoyo y confianza incondicional en todas mis decisiones relacionadas a mi formación personal y profesional, por creer en mi capacidad, por ser fuente de fortaleza y tranquilidad. Este logro es gracias a ustedes, por inspirarme a ser quien soy en la actualidad.

A mis amigos, colegas y compañeros que en algún momento de una u otra forma aportaron en mi crecimiento, por compartir gratos momentos durante mi vida universitaria y hacer buenos recuerdos imborrables.

A mi compañero de proyecto Henry, gran amigo, por esas horas de traspasado, por ser esa mano derecha, por el esfuerzo y dedicación a realizar el trabajo de la mejor manera posible.

Christian Javier De La Rosa Roa

A Dios, La Virgen del Carmen, al señor de los milagros y al santo Ecce Homo, por escuchar mis suplicas cada día, la sabiduría y las ganas de luchar, sin la gracia de ellos, nada de este sueño se fuera hecho realidad.

A mi familia que es el motor por la que lucho cada día. A mi abuela Fanny Villalba por brindarme los valores y la educación, a mis Padres Nazly Guerrero Villalba y Robín Ramírez por enseñarme que en la vida, la lucha, la constancia y la perseverancia es la clave de conseguir el éxito, a mis Tíos: Leicy, Fidel, Fanny, Ruby, Melwin, Melba y Magnolia por el apoyo incondicional, a mi hermana, Carmen Dahyana, por ser la compañía y la voz de aliento y a mis primos: Fidel, Paola, Carlos, Argencys, Cristian, Kallet, Johanna, Karen, Juan David, Miguel y Gustavo, por brindarme el cariño de hermanos y los ánimos.

A mis profesores: Sally Teresa Ríos (QEPD), Julia Salamandra y Nevis Cubillos por ser los educadores que implantaron en mí, el conocimiento y la ética para ser un hombre de bien.

A mis amigos de Universidad Uis por ser el apoyo y la compañía en los momentos buenos y malos del proceso: Christian De la rosa (Amigo de Estudio y Compañero de tesis), Katty Reyes y Jhon Edwar Moreno.

**Henry Alberto Ramírez Guerrero**

### **Agradecimientos**

A nuestro director de proyecto el Ing. Harving Díaz Consuegra, por escogernos bajo su dirección, por su dedicación y asesoramiento durante el transcurso del proyecto, por sus consejos para realizar el proyecto de la mejor manera y orientarnos para la culminación de este proyecto.

A la Universidad Industrial de Santander por brindarnos la oportunidad de realizar nuestra formación como persona y profesional.

A la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), por la información dada.

**Tabla de Contenido**

	Pág.
Introducción	15
1. Objetivos	16
2. Fundamentación teórica del fracturamiento hidráulico	17
2.1. Definiciones	17
2.2. Generalidades	18
2.2.1. Generalidades del agua	18
2.2.2. Generalidades del Cesar	22
3. Características y calidad del agua para fluido de fracturamiento hidráulico	27
3.1. Parámetros químicos	28
3.2. Aditivos	32
3.3. Fluido de fractura	34
3.3.1. Tipo de fluido de fractura	36
4. Cantidad de agua requerida para un proceso de fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales	39
4.1. Volúmenes de agua para un proceso de fracturamiento hidráulico	41
4.2. Demanda y huella hídrica en el sector de hidrocarburos	46
5. Evaluación de fuentes de agua para preparar un fluido de fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales	48
5.1. Captación de agua para el proceso de fracturamiento hidráulico	49
5.2. Ciclo de vida del agua	50

ALTERNATIVAS DE AGUA PARA FLUIDO DE FRACTURAMIENTO	8
5.3. Alternativas de fuente de agua para fracturamiento en el Sur del Cesar	52
5.3.1. Consideraciones asociadas con las operaciones de fracturamiento hidráulico	53
5.3.2. Agua de retorno	54
5.3.2.1. Casos de estudio	56
5.3.2.2. Problemas asociados al agua de retorno	64
5.3.3. Agua de producción	65
5.3.3.1. Estimación de volúmenes de agua de producción	66
5.3.3.2. Características del agua de producción	67
5.3.4. Aguas de producción para el Sur de Cesar	68
6. Estrategias de minimización de aguas superficiales en operaciones de fracturamiento hidráulico	78
6.1. Manejo de fluidos en operaciones de fracturamiento hidráulico	79
6.1.1. Adquisición del agua	80
6.1.2. Consideraciones de abastecimiento del agua	80
6.1.3. Almacenamiento del agua	80
6.1.4. Transporte del agua	81
6.2. Reutilización y aprovechamiento del agua de producción y fluido de retorno	82
6.3. Tecnologías de tratamiento para las diferentes alternativas de agua	83
6.3.1. Tratamientos físicos	84
6.3.2. Tratamientos con membrana bajo cambios de presión	88
6.4. Revestimiento de un pozo para fracturamiento hidráulico	89
6.4.1. Revestimiento conductor y superficial	91
6.4.2. Revestimiento intermedio	92

ALTERNATIVAS DE AGUA PARA FLUIDO DE FRACTURAMIENTO	9
6.4.3. Revestimiento productor	94
6.5. Estrategias ajustadas a la Política Nacional para la gestión integral del recurso hídrico en Colombia	95
7. Conclusiones	97
8. Recomendaciones	99
Referencias bibliográficas	100

**Lista de Tablas**

	Pág.
Tabla 1. Calidad del agua para preparar el fluido de fractura.	31
Tabla 2. Aditivos de un fluido de fractura.	33
Tabla 3. Sistema de clasificación para tipos de tratamiento de fractura.	38
Tabla 4. Consumo de agua estimada para diferentes Shale Play.	43
Tabla 5. Volumen de agua para perforación y fracturamiento por pozo para yacimientos no convencionales de hidrocarburos.	45
Tabla 6. Volumen de agua estimado por pozo para un proyecto de fracturamiento hidráulico.	46
Tabla 7. Posible riesgo en las diferentes etapas del ciclo de vida del agua.	51
Tabla 8. Volumen de agua inyectada y agua de retorno.	58
Tabla 9. Composición de agua fresca y agua de retorno de formación Marcellus.	58
Tabla 10. Composición de fluido de fractura y agua de retorno de formación Barnett.	60
Tabla 11. Composición de agua de retorno de formación Eagle Ford.	62
Tabla 12. Composición de agua de retorno de formación Vaca Muerta.	63
Tabla 13. Generalidades de los campos de producción localizados en el Valle Medio del Magdalena.	69
Tabla 14. Composición de agua de producción de Campo Mono Araña.	70
Tabla 15. Composición de agua de producción de Campo Los Ángeles.	70
Tabla 16. Composición de agua de producción de Campo Gala.	72
Tabla 17. Composición de agua de producción de Campo Llanito.	73
Tabla 18. Composición de agua de producción de Campo Yarigui.	74

Tabla 19. Comparación de la composición de las aguas de producción de los diferentes campos.	75
Tabla 20. Tecnologías para la remoción de grasas y aceites con base en el tamaño de partícula.	84
Tabla 21. Tecnologías para la remoción de compuestos orgánicos disueltos.	86
Tabla 22. Tecnologías con membranas para el tratamiento de agua.	88

**Lista de figuras**

	Pág.
Figura 1. Mapa del departamento del Cesar.	23
Figura 2. Columna generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	26
Figura 3. Composición característica de un fluido de fractura.	36
Figura 4. Huella hídrica de los diferentes sectores económicos.	47
Figura 5. Ciclo de vida del agua.	50
Figura 6. Mapa del uso total de agua para todas las formaciones principales reportadas de Estados Unidos.	57
Figura 7. Comportamiento de los cloruros, dureza y hierro en las aguas analizadas de los diferentes campos.	77
Figura 8. Comportamiento de los sulfatos, TDS y TSS en las aguas analizadas de los diferentes campos.	77
Figura 9. Comportamiento del pH en las aguas analizadas de los diferentes campos.	78
Figura 10. Manejo del agua en las operaciones de fracturamiento hidráulico.	79
Figura 11. Tecnologías de tratamientos para las diferentes alternativas de agua.	84
Figura 12. Revestimiento de un pozo para yacimientos no convencionales.	91

**RESUMEN**

**TÍTULO:** ANÁLISIS DE FUENTES ALTERNATIVAS DE AGUA PARA FLUIDO DE FRACTURAMIENTO EN OPERACIONES DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

**AUTORES:** CHRISTIAN JAVIER DE LA ROSA ROA, HENRY ALBERTO RAMIREZ GUERRERO

**PALABRAS CLAVE:** FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES, FUENTES HÍDRICAS, ALTERNATIVAS.

**DESCRIPCIÓN:**

En la actualidad Colombia cuenta con escasos recursos de hidrocarburos en yacimientos convencionales, para la industria petrolera en el país es un gran reto conocer e implementar nuevas tecnologías y prácticas que permitan aumentar las reservas y así abastecer las necesidades de demanda energética de la población.

La industria ha implementado el desarrollo de los yacimientos no convencionales para aumentar los volúmenes de hidrocarburos, esta actividad se realiza por medio de un procedimiento conocido con el nombre de fracturamiento hidráulico. Esta técnica es una de las actividades que genera impactos ambientales negativos relacionados al uso del agua que a su vez causa oposición social por parte de las comunidades. El agua es el componente principal del fluido de fracturamiento debido a su bajo costo, alta disponibilidad y representa una mayor disponibilidad operacional.

El propósito de esta monografía es identificar y conocer los criterios de calidad del agua, que cumplan con los parámetros necesarios para preparar un fluido de fractura, estimar el volumen requerido para el éxito del proceso de fracturamiento, así como realizar una evaluación y análisis de las diferentes fuentes alternativas de agua que puedan reducir el uso de cuerpos de agua superficiales, el procedimiento del fracturamiento hidráulico nos permite entender el manejo y el aprovechamiento del agua, almacenamiento, tratamiento y disposición de esta en los procesos de exploración y explotación en yacimientos no convencionales.

---

\*Trabajo de Grado

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.  
Director Harving Díaz Consuegra, Especialista Ingeniería Ambiental.

**ABSTRACT**

**TITLE:** ANALYSIS OF ALTERNATIVE SOURCES OF WATER FOR  
FRACTURING FLUID IN OPERATIONS OF  
NON-CONVENTIONAL RESERVOIRS

**AUTHORS:** CHRISTIAN JAVIER DE LA ROSA ROA, HENRY ALBERTO  
RAMIREZ GUERRERO

**KEYWORDS:** HYDRAULIC FRACTURING, NON-CONVENTIONAL  
RESERVOIRS, WATER SOURCES, ALTERNATIVES.

**DESCRIPTION:**

Currently, Colombia has scarce hydrocarbon resources in conventional reservoirs, for the oil industry in the country is a great challenge to know and implement new technologies and practices that allow to increase the reserves and thus to supply the needs of the energy demand of the population.

The industry has implemented the development of non-conventional reservoirs to increase hydrocarbon volumes, this activity is carried out through a procedure known as hydraulic fracturing. This technique is one of the activities that generates negative environmental impacts related to water use and in turn causes social opposition from the communities. The water is the main component of the fracturing fluid due to its low cost, high availability and represents a higher operational availability.

The purpose of this monograph is to identify and understand water quality criteria, that fulfills the necessary parameters to prepare a fracture fluid, estimate the volume required for the success of the fracture process, as well as perform an evaluation and analysis of the different alternative water sources that may reduce the use of surface water bodies, the hydraulic fracturing procedure allows us to understand the handling and use of water, storage, treatment and its disposition in the exploration and exploitation processes in non-conventional reservoirs.

---

\*Bachelor Thesis

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.  
Director Harving Díaz Consuegra, Especialista Ingeniería Ambiental.

## **Introducción**

Debido a la reducción de reservas de los yacimientos convencionales que presenta Colombia, la industria petrolera en el país necesita surgir en yacimientos no convencionales. La técnica más usada a la hora de extracción de hidrocarburo en yacimientos no convencionales es el fracturamiento hidráulico. A pesar de ello, el fracturamiento hidráulico es una de las actividades en la industria petrolera que generan impactos ambientales negativos relacionados al uso del agua. La captación, transporte, almacenamiento, reutilización y disposición del agua traen consigo desafíos sociales generando oposición a la actividad. Esto ocurre debido a las grandes cantidades de agua que se utiliza para la preparación del fluido fracturante.

El propósito final de esta monografía es el análisis de fuentes alternativas de agua mediante una metodología que permita identificar, estimar y evaluar los procesos del uso del agua. Emplear otras fuentes distintas a los cuerpos de agua superficiales puede garantizar la reducción de los volúmenes de agua dulce en una operación de fracturamiento y al mismo tiempo generar estrategias con el fin de optimizar la operación.

## **1. Objetivos**

### **1.1. Objetivo General**

Analizar fuentes alternativas de agua para fluido de fracturamiento en operaciones de yacimientos no convencionales en el Sur del Cesar.

### **1.2. Objetivos específicos**

Identificar los criterios de calidad del agua para el éxito del fracturamiento.

Estimar la cantidad de agua para el proceso de fracturamiento.

Identificar y evaluar fuentes alternativas de agua para fluido de fracturamiento en operaciones de yacimientos no convencionales.

Plantear estrategias con el fin de reducir el uso de cuerpos de agua superficiales en un fracturamiento.

## 2. Fundamentación teórica del fracturamiento hidráulico

### 2.1. Definiciones

**Yacimiento no convencional:** 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 económica rentable a menos que se utilicen tratamientos de estimulación y tecnologías especiales para su recuperación (Navarro & Villegas, 2015).

**Shale gas:** Gas natural producido por yacimientos de formaciones que contienen lutitas.

**Gas natural:** Mezcla gaseosa de hidrocarburos natural, altamente compresible y expansible.

**Acuífero:** Formación geológica cuya saturación de fluidos, porosidad y permeabilidad permite la producción de agua subterránea.

**Fracturamiento hidráulico:** Es una técnica de estimulación realizada a pozos de petróleo y gas de yacimientos de baja permeabilidad.

**Fluido fracturante:** Fluido inyectado en un pozo como parte de una operación de estimulación. Los fluidos de fracturamiento para yacimiento de lutita en general contiene agua, agente de sostén o apuntalante y una pequeña cantidad de fluidos no acuosos diseñados para reducir la caída de fricción, mientras se bombea fluido hacia el interior del pozo. Estos fluidos generalmente incluyen geles, reductores de fricción, reticuladores, rompedores de gel y surfactantes similares a cosméticos ya 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 arenas cubiertas con resinas o materiales cerámicos de alta resistencia, como la bauxita sintetizada.

**Polímero 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 coloide protector en lodos de perforación de pozos petroleros. También se usa en la fractura de ácidos para aumentar el flujo de petróleos.

## 2.2. Generalidades

### 2.2.1. Generalidades del agua

**Captación del agua:** El agua que será usada para la operación de fracturamiento puede provenir de diferentes fuentes: agua superficial, agua subterránea, suministro de agua municipal y agua tratada, el cual puede venir del agua de retorno de la misma operación de fracturamiento. Las opciones de captación de agua generalmente incluyen 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 (Bryant & Haggstrom, 2012). Algunas otras opciones que incluyen, suministro municipal, aguas subterráneas, drenajes de minas de ácido, suministros privados y reciclaje.

**Agua subterránea:** El agua existente en el subsuelo por debajo de la capa freática. El agua subterránea se encuentra en los poros de las rocas, y puede ser connata, provenir de fuentes meteóricas, o estar asociada con intrusiones ígneas.

**Agua de retorno (flowback) y agua de producción:** 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 través del reciclaje o reusó. 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 (Watts, 2013).Adicionalmente, 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 beneficiosos reuso del agua (Lester et al., 2015).

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 presiones, a fin de realizar las fracturas y permitir al hidrocarburo fluir, una gran parte de este fluido regrese a la superficie, en forma de agua de retorno “flowback”.

El agua de retorno contiene altas concentraciones de sales disueltas, químicas de fractura y minerales de la formación (Horner et al., 2011). 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 (Best & Lowry, 2014). Así mismo, una combinación del fluido fracturante retornado y el agua de formación natural, generalmente se caracterizan por presentar una alta salinidad, así como una alta cantidad de solidos totales disueltos (TDS) y de solidos totales

suspendidos (TSS). 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 (Vasiliu et al., 2012).

**Agua libre:** Agua asociada al aceite que se precipita en menos de cinco minutos cuando los fluidos del pozo se decantan en un tanque de sedimentación. El agua libre no hace parte de una emulsión y su separación es debida a la fuerza de la gravedad.

**Transporte del agua:** El transporte de agua es el 60-80% de la logística asociada al ciclo de vida del agua en la explotación de un yacimiento de gas shale. El transporte tanto desde la fuente de suministro, así como la canalización de las aguas residuales debe ser considerado 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 tráilers 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 (Taylor et al., 2014). Para el transporte de pequeños volúmenes de agua se pueden utilizar tuberías de poliéster, mientras que para grandes volúmenes de agua, 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 (Tipton, 2014).

La fuente donde se adquirirá el agua, debe ser lo más cercano a los pozos, para así minimizar la distancia que deben recorrer los camiones o la cantidad de tuberías necesarias. Adicionalmente, 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 vías (Beecroft & Svarczkopf, 2014). De la misma manera, el transporte sobre carreteras públicas no es el procedimiento preferido para

suministrar el agua para el fracturamiento ya que este método puede causar daños a las carreteras, aumento de la congestión en el tráfico, contaminación de aire y ruido, e incremento del riesgo de seguridad de las operaciones (Paugh, 2008).

**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 fracturante. 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 (Tipton, 2014).

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 especialmente 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 proyector a ser utilizado.

**Reutilización del agua:** La reutilización del agua es uno de los pasos más importantes para reducir la huella ambiental que una organización puede lograr en su desarrollo de shale. Como se mencionó anteriormente, evitar la adición de un volumen químico significativo durante la finalización del pozo puede facilitar el tratamiento para la reutilización del agua. Existen diferentes variedades de técnicas de tratamiento para reutilizar el agua en los pozos, pero algunas de ellas son la dilución con agua dulce, filtración, electrocoagulación y tratamiento químico. La dilución con agua de primera calidad solo es aplicable para desarrollos más pequeños que tienen poca producción de agua para reutilizar. El enfoque de dilución crea riesgos de cegamiento de las

rutas de migración de gas o petróleo críticas con geles intactos, riesgos por carga de incompatibilidad con la simulación de la química de fluidos desplegada y riesgos microbiológicos. La filtración normalmente presenta el costo de tratamiento más bajo, pero generalmente solo elimina partículas de 25 micrones y de mayor tamaño. La filtración no tiene impacto en la eliminación de TDS, eliminación de gel o desinfección. La electrocoagulación generalmente proporciona más remoción de TSS que la filtración de 25 micrones, pero también está limitada en el alcance del tratamiento. El operador puede igualar adecuadamente el tratamiento químico para eliminar los contaminantes específicos que tienen interacciones potenciales con los agentes del reservorio y pueden afectar la productividad del pozo (Beecroft & Svarczkopf, 2014).

### **2.2.2. Generalidades del Cesar**

El departamento del Cesar hace parte de los 32 departamentos de Colombia. Está ubicado al noroeste del país, tiene una extensión de 22.905 Km<sup>2</sup> y una población de 1.041.203 habitantes. Cesar al norte limita con los departamentos de La Guajira y Magdalena; al sur, con Bolívar, Santander y Norte de Santander; y al este, con Norte de Santander y la República Bolivariana de Venezuela. Las coordenadas del departamento del Cesar son 07°41'16'' y 10°52'14'' de latitud norte y 72°53'27'' y 74°08'28'' de longitud oeste. En la Figura 1 se observa la ubicación geográfica del departamento del Cesar en el mapa de Colombia.



*Figura 1.* Mapa del departamento del Cesar. Adaptado de la Gobernación del departamento del Cesar. <http://cesar.gov.co/d/index.php/es/mainmeneldpto/mendeppre>

### ***Geografía***

El departamento del Cesar está dividido en seis regiones naturales, que posee igual número de zonas ecológicas:

- Sierra Nevada de Santa Marta.
- Serranía del Perijá.
- Complejo cenagoso de Zapatoza.
- Valle del río Cesar.
- Valle del Río Ariguaní.

- Valle del Magdalena.

### *Hidrografía*

La red hidrográfica del Cesar está conformada por los ríos Magdalena y Cesar, acompañado con sus afluentes. El río Magdalena se extiende por el departamento aproximadamente 100 Kilómetros y sirve de drenaje de las corrientes para el sur del Cesar. Las ciénagas son abundantes en los lugares cercanos al Magdalena y sus formaciones son implicadas a las fluctuaciones del río durante la época de las crecientes; la unión de los ríos Magdalena y Cesar forma grandes series de ciénagas como lo es la Zapatosa. Existen numerosas ciénagas situadas en su jurisdicción destacan otras como las de Cascajo, Combú, Chimichagua, Doña Maria, Guamalito, Mata de Palma, Morales, Panchuiche, Pital Sahaya, Salao y Santo Domingo.

### *Clima*

El Cesar es el departamento del caribe que posee más alta temperatura promedio anual (29, 10C), la precipitación promedio anual es ligeramente inferior a la media de la región de 3000. El departamento del Cesar tiene un clima tropical, debido a la elevación de amplios sectores de terreno desde casi el nivel del mar hasta de 5000 metros de altitud, presenta una gran Variedad climática, con todos los pisos térmicos en sus versiones seas y húmedas.

Las zonas montañosas del Perijá y la Sierra Nevada de Santa Marta son los lugares más húmedos, mientras que los lugares secos con precipitaciones a los 1000 mm se hayan en el Valle del Cesar, Codazzi, El Copey, Bosconia y el resto del Departamento.

Los niveles térmicos exponen fajas que permiten diversos tipos de clima, por debajo de los 800 m.s.n.m se halla “Tierra Caliente” donde se localizan los principales centros urbanos como Valledupar, Aguachica, Codazzi y Bosconia, con temperaturas superiores a los 28 °C de media anual. Entre los 800 y 2000 metros de altura se encuentran la “Tierra Templada” donde se localizan cuatro cabeceras municipales, Pueblo Bello en la Sierra Nevada de Santa Marta con 20 °C de temperatura media, y Manaure, Gonzáles y Río de Oro con 24 °C, 20 °C y 21 °C respectivamente. Entre los 1800 y 2900 m.s.n.m se encuentra el piso térmico con temperaturas entre los 17 y 10 °C, donde existe poca población y la zona de nieve perpetuas.

### *Valle Medio del Magdalena*

La cuenca del Valle Medio del Magdalena, se encuentra localizada a lo largo de los tramos centrales del río Magdalena dentro de las cordilleras central y oriental de los Andes Colombianos. El Valle Medio del Magdalena, tiene una sucesión de depósitos continentales, Jurásico superpuestos por el Cretácico, los sedimentarios, los calcáreos y siliciclásticos, son de origen transitorio a marino. En el departamento del Cesar afloran rocas metamórficas, ígneas y sedimentarias, que comprenden entre las edades del precámbrico y el reciente. La Figura 2 presenta la Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Valle Medio del Magdalena, de la cual hacen parte los diferentes campos localizados en el departamento del Cesar.

Periodo	Época	Edad Millones de años	Litoestratigrafía	Litología	Elementos		
					Reservorio	Fuente	Sello
CUATERNARIO	Gelasiano	1.806 - 2.588	Form. La Mesa				
NEÓGENO	Serravaliano	11.608 - 13.65	Grupo Real				
	Aquitaniense	20.43 - 23.03	La cira Shale		Principal		
	Chattiano	23.03 - 28.4	Form. Colorado		Principal		
	Rupeliano	28.4 - 33.9	Form. Mugrosa		Principal		
	Priaboniano	33.9 - 37.2	Form. Esmeralda				
	Priaboniano	33.9 - 37.2	Form. La Paz		Principal		
PALEÓGENO	Thanetiano	55.8 - 58.7	Form. Lisama				
	Maastrichtiano	65.5 - 70.6	Form. Umir			Secundario	
	Coniaciano	85.8 - 89.3	Form. La Luna		Secundario	Principal	
	Albiano	99.6 - 112	Form. Simiti			Principal	
	Albiano	99.6 - 112	Form. Tablazo		Secundario	Principal	
	Aptiano	112 - 125	Form. Paja			Principal	
	Barremiano	125 - 130	Form. Rosablanca		Secundario		
CRETÁCEO	Berrisiano	140.2 - 145.5	Form. Los Santos				
	Jurásico superior	145.5 - 161.2	Grupo Girón				
JURÁSICO	Jurásico superior	145.5 - 161.2	Grupo Girón				

Figura 2. Columna generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Adaptado de AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. 2007. Modificado por Acosta, C. D. I., & Silva, W. R. (2019). *Evaluación Técnico-Financiera de un modelo de Ingeniería conceptual basado en el agua de producción excedente del campo Tisquirama para la estimulación hidráulica en el campo*. 133.

### **3. Características y calidad del agua para fluido de fracturamiento hidráulico**

En la mayoría de las operaciones de fracturamiento hidráulico, el agua de retorno y/o producción puede ser reutilizada para la preparación de un fluido fracturante o aprovechar las aguas residuales de plantas de tratamiento para realizar fluidos base agua que en su mayoría son los más utilizados a la hora de realizar un fracturamiento debido a su bajo costo, alta disponibilidad y porque representa mayor disponibilidad operacional. El fluido de fracturamiento cuenta con una composición de 95% de agua aproximadamente, es necesario disponer del agua con una calidad y características, un fluido libre de contaminantes y residuos comunes que provienen de operaciones anteriores como los tanques de fracturamiento, transporte y cualquier tipo de fuente de agua como los óxidos, petróleo, lodo de perforación, grava, bacterias, fosfatos, etc. que afectan la reología del fluido. La composición del agua varía enormemente según el área, los productos químicos utilizados durante la estimulación y la edad del pozo. Con esta variación en la composición, surgen varios desafíos potenciales, así como estimar si el agua es compatible o no con los fluidos de fracturamiento actuales que se utilizan en la región. Un buen control de calidad del agua permite la preparación de un fluido de fracturamiento que cumpla con los parámetros requeridos para garantizar el éxito de una buena estimulación como lo es el fracturamiento hidráulico (Hall & Larkin, 1989).

### 3.1. Parámetros químicos

**Sólidos disueltos totales (TDS):** Son la cantidad de iones móviles cargados (positivos y negativos), incluyendo minerales, sales o metales disueltos en un volumen determinado de agua. El contenido de sólidos disueltos totales (TDS) de un agua es la medida más común de su grado global de mineralización, es decir, su contenido de material mineral disuelta. También es la mejor medida de la salinidad de un agua subterránea. El TDS se determina mejor por el método de evaporación, aunque también el TDS se calcula multiplicando la conductividad del agua por algún factor en el rango de 0.55 a 0.75, siendo el valor medio de 0.65 una opción común. Si este método se usa ampliamente en un estudio de aguas subterráneas dado, se debe usar un análisis de correlación de TDS observados y valores de conductividad para obtener una estimación local confiable en este factor de conversión. Habiendo obtenido un valor de TDS, es posible clasificar el agua de la siguiente manera (Younger, 2007).

Agua dulce:  $TDS < 1,000 \text{ mg/L}$ .

Agua salobre:  $1,000 \text{ mg/L} < TDS < 10,000 \text{ mg/L}$ .

Agua salina:  $10,000 \text{ mg/L} < TDS < 100,000 \text{ mg/L}$ .

Agua hiper-salina (o “salmuera”):  $TDS > 100,000 \text{ mg/L}$ .

**Sólidos suspendidos totales (TSS):** Es la cantidad de sólidos que pueden separarse por filtrado de un volumen dado, y se usa para estimar la tendencia de taponamiento de los sistemas de inyección. Eliminar los sólidos suspendidos ayuda a reducir efectivamente la actividad biológica, lo que reduce los requisitos de biocidas y ayuda a evitar la contaminación bacteriana de las

formaciones. Para su remoción se manejan sistemas de decantación/sedimentación usando coagulantes y floculantes, filtración, electrocoagulación e hidrociclón.

**pH:** El control adecuado del pH es un factor clave en las propiedades del gel. El pH en el fluido afecta la velocidad de gelificación inicial del polímero, las propiedades de reticulación, estabilidad de la viscosidad, propiedades de rotura del gel, control de bacterias y otras propiedades (Harris, 1988). Los fluidos de fracturamiento generalmente varían de pH 3 a 10, aunque a veces se usan ácidos fuertes. Amortiguadores, que resisten el cambio de pH, se preparan combinando un ácido débil y una base débil. Los amortiguadores hacen que el pH se mantenga dentro de un rango estrecho para que se puedan obtener las propiedades deseadas del fluido (Weissenberger & Dhillon, 2014).

**Dureza:** La dureza es una descripción de la concentración de compuestos minerales presentes en el agua, principalmente sales de calcio y magnesio, que pueden precipitarse y formar incrustaciones, se remueven a través de precipitación química, intercambio iónico y membranas de nanofiltración. Está relacionada con los efectos corrosivos en las tuberías de agua. También contribuye rocas sedimentarias de iones metálicos como lo son las calizas ( $\text{CaCO}_3$ ) y dolomitas ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ) (Younger, 2007). Eso se puede calcular fácilmente a partir de las concentraciones disueltas de estos dos cationes de la siguiente manera:

$$\text{Dureza total (mg/L como CaCO}_3) = 2.5 [\text{Ca}^{2+}] + 4.1 [\text{Mg}^{2+}]$$

**Carbono orgánico total (TOC):** Es un factor clave para identificar el punto dulce en los shale plays no convencionales. En la práctica, El TOC se puede medir con precisión a partir de los datos

de núcleo o también se puede estimar en los registros con diferentes métodos. El método de Passey (1990) para el cálculo de TOC con datos de registro de pozo es uno de los métodos más populares (Verma & Marfurt, 2014).

**Demanda bioquímica de oxígeno (BOD):** La demanda bioquímica y química de oxígeno son macro-indicadores de la calidad del agua, especialmente relacionados con la demanda de oxígeno por microorganismos vivos, químicas reducidas, tales como hierro ferroso, sulfuros y nitritos y orgánicos biodegradables, como el guar y otros polímeros. Estas medidas son difíciles de medir en el campo (Harry et al., 2017).

**Turbidez:** Es una medida referente al agua el cual pierde su transparencia debido a la presencia de partículas en suspensión, cuantos más sólidos en suspensión haya en el agua, más sucia parecerá esta y más alta será la turbidez. Supervisar la turbidez del agua es necesario para garantizar una buena calidad del agua, la turbidez causa serios problemas si no se hace un tratamiento adecuado del agua.

**Alcalinidad Total:** Es la capacidad del agua para neutralizar ácidos y representa la suma de las bases que pueden ser tituladas. Dado que la alcalinidad de aguas superficiales está determinada generalmente por el contenido de carbonatos, bicarbonatos e hidróxidos, ésta se toma como un indicador de dichas especies iónicas. No sólo representa el principal sistema amortiguador (tampón, buffer) del agua dulce, sino que también desempeña un rol principal en la productividad de cuerpos de agua naturales, sirviendo como una fuente de reserva de CO<sub>2</sub> para la fotosíntesis (Younger, 2007).

**Cloruros:** Son casi siempre uno de los componentes principales de las salmueras. El problema principal del manejo de los cloruros es que la corrosividad de la salmuera aumenta drásticamente con el contenido de cloruro. Además el contenido de cloruro generalmente es demasiado elevado para que el agua sea utilizable como agua potable para los seres humanos o el ganado, y es muchas veces lo suficiente elevado como para matar la mayor parte de la vegetación (Younger, 2007).

En la tabla 1 se muestra los parámetros requeridos para la calidad del agua para fluido de fracturamiento hidráulico.

Tabla 1  
*Calidad del agua para preparar el fluido de Fractura.*

<u>Parámetros</u>	<u>Rango o valor recomendado</u>
Agentes reductores [mg/l]	0
Bacterias [CFU/ml]	0
Bicarbonato	< 600
Boro [mg/l]	0 – 20
Calcio [mg/l]	50 – 250
Carbonatos [mg/l]	< 600
Cloruros [mg/l]	< 30,000
Dureza como CaCO <sub>3</sub> [mg/l]	< 15,000
Hierro [mg/l]	1 – 20
Magnesio [mg/l]	10 – 100
pH	6 – 8
Potasio [mg/l]	100 – 500
Sílice [mg/l]	< 35
Sodio [mg/l]	2,000 – 5,000
Sulfatos [mg/l]	< 500
TDS [mg/l]	< 50, 000
Temperatura [°C]	15 - 40
TSS [mg/l]	< 50
Turbidez [NTU]	0 – 5

Nota: Adaptado de INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS. Gestión del agua en la exploración y explotación de reservorios no convencionales en el área de influencia de la cuenca Neuquina. Buenos Aires. p. 15.

### **3.2. Aditivos**

En un fluido de fracturamiento se emplean diferentes tipos de aditivos que ayudan a un mejor rendimiento de la estimulación. Generalmente incluye un polímero, buffer (tampón), gelificante o rompedor y un reticulante. Cada uno de estos componentes es crítico para el desarrollo de las propiedades deseadas del fluido.

Los aditivos dependen de la geología de la formación, sin embargo, cuando se fractura, la viscosidad juega un papel importante y esto requiere cumplir con ciertos parámetros para tener una óptima operación de fracturamiento. Los productos seleccionados para cualquier tipo de formación, deben proporcionar siempre:

- Proveer un ancho y altura de fractura suficiente para asegurar la entrada del apuntalante en la fractura.
- Proporcionar una presión neta deseada para generar una fractura lo suficiente profunda y prevenir una ruptura en alguna zona indeseada.
- Disponer una capacidad de arrastre para transportar el apuntalante desde el pozo hasta la punta de la fractura.
- Controlar las pérdidas de fluidos.

En la tabla 2 se presentan los aditivos más empleados, su función y algunos ejemplos de los productos químicos más comunes utilizados en los procesos de fracturamiento hidráulico.

Tabla 2

*Aditivos de un fluido de Fractura*

<b>Tipos</b>	<b>Función</b>	<b>Ejemplos</b>
<b>Ácidos</b>	Mejorar la inyección o penetración y disolver minerales para reducir la obstrucción.	Ácido clorhídrico
<b>Biocidas</b>	Prevenir el crecimiento de bacterias que degradan los polímeros, las cuales pueden ocasionar corrosión.	Glutaraldehído Sulfato de tetrakis-hidroxitil fosfonio
<b>Rompedores</b>	Reducir el peso molecular y la viscosidad de los polímeros una vez el apuntalante se encuentra en la fractura con la finalidad de minimizar el retorno del apuntalante.	Persulfato de amonio Cloruro de calcio Óxido de magnesio Peróxido de magnesio Sodio
<b>Estabilizadores de arcillas</b>	Prevenir los tapones de arcilla de las fracturas.	Cloruro de colina Cloruro de sodio Cloruro de tetrametil amonio
<b>Inhibidores de corrosión</b>	Reducir la corrosión y oxidación del revestimiento, que se genera por los químicos inyectados.	Isopropanol Metanol Ácido fórmico Acetaldehído
<b>Reticulantes</b>	Incrementar el peso molecular del polímero para mantener la viscosidad del fluido, incrementando elasticidad y la capacidad de transporte del fluido de fractura.	Ácido bórico Complejo de circonio Tetraborato sódico
<b>Reductores de fricción</b>	Reducir las fuerzas de fricción que se generan en la tubería al bombear el fluido hacia la formación.	Poliacrilamida Metanol Etilenglicol
<b>Gelificantes</b>	Incrementar la viscosidad del fluido con el fin de suspender el agente apuntalante.	Goma de guar Hidroxitil celulosa Carboximetil hidroxitil Celulosa
<b>Controlador de hierro</b>	Prevenir la precipitación de óxidos metales.	Ácido cítrico Ácido acético Ácido tioglicólico

<b>No emulsionante</b>	Prevenir la formación de emulsiones.	Lauril sulfato Isopropanol Etilenglicol
<b>Buffers</b>	Controlar el pH del fluido a lo largo de su recorrido y evitar la hidratación de polímeros	Hidróxido de sodio Hidróxido de potasio Ácido acético Carbonato de sodio
<b>Propantes</b>	Mantener las fisuras abiertas para el escape de gas y petróleo.	Sílice (cuarzo; arena)
<b>Controlador de escala</b>	Prevenir la acumulación de minerales y las obstrucciones.	Acrilato de sodio Policarboxilato de sodio
<b>Surfactantes</b>	Disminuir la tensión interfacial y mejorar la recuperación del fluido de fractura.	Lauril sulfato Etanol Naftalina Metanol

Nota: Adaptado de CHITTICK, Emily A. and SREBOTNJAK, Tanja. An analysis of chemicals and other constituents found in produced water from hydraulically fractured wells in California and the challenges for wastewater management. En: Journal of Environmental Management. Diciembre, 2017. P. 503.

### 3.3. Fluido de fractura

El agua es el componente principal del fluido de fractura que obedece principalmente al 99.51% y un 0.49% de aditivos químicos (en la figura 3 se evidencia la composición de cada uno de los componentes del fluido de fractura)(Usuriaga & Castillo, s. f.). El apuntalante (propante) es el otro constituyente de importancia en volumen. Se trata de un material granular, usualmente arena, que se mezcla con el fluido de fractura y su función es mantener abierta o apuntalar la fractura producida al inyectar el fluido a alta presión y mantener la conductividad de fractura deseada.

El agua del fluido de fractura se obtiene de las aguas subterráneas, superficiales (lagos, ríos y arroyos), efluentes industriales (agua de retorno y agua de producción) y efluentes municipales. Estas aguas que componen el fluido de fractura se mezclan a menudo desde diferentes lugares para

formar el volumen total del fluido de fractura. La evaluación de la compatibilidad de las fuentes de agua mezcladas asegurará que no exista potencial de incrustación antes del fracturamiento hidráulico. Mezclar aguas incompatibles puede aumentar el índice de escala de los componentes de interés y aumentar la probabilidad de escala. El principal problema de compatibilidad para el fluido de fractura de shale gas es el potencial de formación de incrustaciones de sulfato de bario.

La función de los aditivos químicos utilizados consiste en otorgar al fluido las características esenciales para su desempeño como fluido de fractura, principalmente en lo relacionado con su viscosidad y comportamiento reológico. El fluido de fractura debe cumplir con sus principales funciones como son el generar y extender la fractura, al igual que transportar eficientemente el apuntalante dentro de la fractura y adicionalmente, su interacción con la roca y los fluidos presentes en la misma debe generar el mejor impacto posible sobre la productividad.

El fluido de fractura es un producto formulado con precaución, y las empresas de servicio varían la composición de estos fluidos, teniendo en cuenta las características de la formación del yacimiento y de los objetivos específicos del operador. La composición del fluido de fractura variará por yacimiento, empresa contratada y pozo. Los desafíos específicos por enfrentar son el tamaño de la operación, el volumen de agua por manejar, el desarrollo bacteriano, el transporte de arena de fractura, el contenido de hierro, la estabilidad y la ruptura del fluido de fractura. Los principales aditivos químicos son: biocidas, inhibidores de arcillas, polímeros, reguladores de pH, surfactantes, agentes reticuladores y rompedores.

No todos los pozos requerirán cada tipo de aditivo; si bien hay variedad de fórmulas para cada tipo de aditivo, usualmente se requiere sólo uno o un poco de cada uno de ellos. La concentración promedio de estos aditivos está comprendida entre el 0.49% y 2% del total del fluido.

Es importante destacar que la mayoría de los aditivos usados en fluidos de fractura presentan riesgos muy bajos para la salud. Estos aditivos, más las características del agua de la formación que está siendo fracturada, son los que a menudo dan la pauta del manejo del agua y las opciones de disposición o tratamiento (Trombetta, 2012).

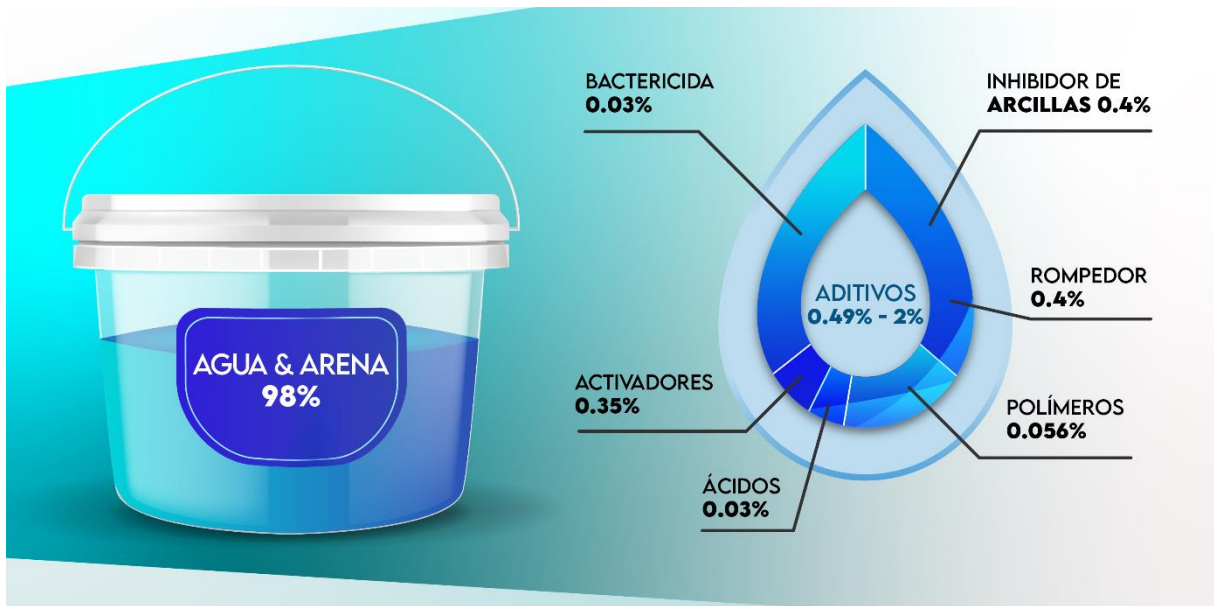


Figura 3. Composición característica de un fluido de fractura.

### 3.3.1. Tipos de fluido de fractura

El desarrollo de los fluidos de fractura requeridos para cada situación está en constante cambio. Se debe tener en cuenta los siguientes parámetros para el diseño de un fluido de fractura:

- Tipo de fluido.
- Viscosidad requerida.
- Reología del fluido.
- Costo.
- Experiencia con el tipo de formación.

- Disponibilidad de materiales.
- Tipo de arena de fractura.

Existen tres tipos de fluidos de fractura:

Los fluidos de fractura son fundamentalmente los geles lineales acuosos, fluidos de fractura basados en hidrocarburos, geles entrecruzados, espumas. Los fluidos de base acuosa son los de mayor uso, debido a su bajo costo, alta disponibilidad, fáciles de manejar, gran capacidad de soporte y son aceptables para el medio ambiente (Trombetta, 2012).

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

**Fluidos base hidrocarburo:** Son indicados para formaciones sensibles al agua. Normalmente utilizan querosén gelificado, diésel, productos destilados y varios aceites. Se usan sales de aluminio de ácidos fosfóricos orgánicos para elevar la viscosidad, dar capacidad de transporte de las arenas de fractura y mejorar la estabilidad a la temperatura. Comparados con los fluidos base agua, estos son más caros y más difíciles de manejar. Fluidos de geles entrecruzados: algunos son geles de fractura que se obtienen al utilizar boro para entrecruzar los polímeros hidratados y así proveer un incremento de la viscosidad. Los polímeros mayormente utilizados son goma guar y HPG. Otra variante es la que contempla el uso de compuestos organometálicos para lograr el entrecruzamiento. Los más difundidos son los que utilizan complejos de zirconio y titanio combinados con goma guar, HPG y CMHPG.

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

A continuación, en la tabla 3 se detalla el sistema de clasificación desarrollado para caracterizar los tratamientos de fracturación hidráulica en diferentes categorías de sistemas de fluidos.

Tabla 3

***Sistema de clasificación para tipos de tratamiento de fractura***

<b>Tipo de fractura primaria</b>	<b>Definición</b>
Convencional	Tipo de tratamiento que utiliza un agente gelificante y uno o más reticulantes para transportar el apuntalante a una fractura hidráulica.
Agua de fractura	Tipo de tratamiento que utiliza un reductor de fricción, un agente gelificante o un surfactante viscoelástico para transportar el apuntalante a una fractura hidráulica.
Híbrido	Tipo de tratamiento que utiliza una combinación de un reductor de fricción, un agente gelificante y un agente gelificante ácido o uno o más reticulantes para transportar el apuntalante a una fractura hidráulica.
Energizado	Tipo de tratamiento que incorpora un energizante, normalmente nitrógeno o dióxido de carbono, en el fluido base para generar espuma que transporta el apuntalante a una fractura hidráulica.

Ácido de fractura	Tipo de tratamiento que utiliza un fluido ácido base gelificado para grabar la roca de formación y transportar el apuntalante a una fractura hidráulica.
Gas de fractura	Tipo de tratamiento que utiliza un gas, normalmente propano, como fluido base para transportar el apuntalante a una fractura hidráulica.
Acidificación de matriz	Tipo de tratamiento que usa ácido para grabar la roca de formación para aumentar la productividad de un pozo de petróleo o gas.

Nota: Adaptado de Patel, P. S., Robart, C. J., Ruegamer, M., & Yang, A. (2014). Analysis of US Hydraulic Fracturing Fluid System and Proppant Trends. *SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference*. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA.

#### **4. Cantidad de agua requerida para un proceso de fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales**

El fracturamiento hidráulico en este tipo de yacimientos es una técnica ampliamente utilizada a nivel mundial y en Colombia con el objetivo de aumentar la productividad y resolver diversos problemas de daño de la formación que se presentan a lo largo de la vida productiva de los pozos. Por otra parte, en los yacimientos no convencionales la situación es diferente ya que ponerlos en producción requiere un mayor desafío. Se trata de lograr extraer el hidrocarburo que no migró y que quedó atrapado en pequeños poros en la roca generadora, la cual se encuentra a mayores

profundidades que los yacimientos convencionales. En la roca generadora, la porosidad es muy baja (menor al 3%) y estos pequeños poros no se encuentran interconectados por lo cual la permeabilidad es casi nula, en el orden de los nano-darcies, razón por la cual en este tipo de yacimientos es indispensable la utilización de la técnica de fracturamiento hidráulico para crear una red de fracturas que contacten los poros donde se encuentran los hidrocarburos y de esta manera crear el reservorio de forma artificial y que permita obtener tasas de producción económicamente rentables.

Las operaciones de fracturamiento consumen grandes volúmenes de agua, representa la mayor demanda de agua en perforación y terminaciones. En promedio, se utilizan de cuatro a seis millones de galones de agua para estimular los pozos no convencionales. El agua dulce de los estanques, ríos y acuíferos es la principal fuente de agua utilizada para fracturar fluidos y, en algunos casos, esta agua debe transportarse a grandes distancias hasta el sitio del pozo. Tras el tratamiento de estimulación, altas cantidades variables del agua utilizada en el fracturamiento del pozo, aproximadamente el 50% puede devolverse a la superficie junto con la producción inicial, conocida como flujo de retorno. El agua de retorno y el agua de producción, que forman parte de la corriente de producción, deben separarse de los hidrocarburos generados y pueden contener materiales orgánicos disueltos, así como grandes cantidades de minerales disueltos de la formación. En la mayoría de los casos, el flujo de retorno y el agua producida se eliminan en un pozo de inyección, se colocan en estanques de evaporación o, en algunos casos, el agua se trata y se elimina de acuerdo con las regulaciones locales del gobierno local o del país.

La gestión del agua es un aspecto importante del costo y el impacto ambiental asociado con la producción de petróleo. Centrarse en las innovaciones en el área de la gestión del agua puede proporcionar ganancias significativas de eficiencia económica al tiempo que ayuda a mejorar la

sostenibilidad ambiental de la industria del petróleo y el gas. La gestión efectiva del agua en el ciclo de vida de los activos es clave para el éxito técnico y económico de los desarrollos de gas y petróleo no convencional. Esto incluye la adquisición de agua, la mezcla química y la gestión del sitio, la construcción de pozos, inyección, fractura, flujo de retorno y gestión del agua producida, y tratamiento y eliminación de aguas residuales (Lord et al., 2013).

#### **4.1. Volúmenes de agua para un proceso de fracturamiento hidráulico**

Los yacimientos no convencionales son normalmente fracturados hidráulicamente para estimular la baja permeabilidad, a fin de permitir que el fluido fluya hacia el pozo. La fractura de fluido más común desplegada en los desarrollos de shale es fluido resbaladizo; que generalmente está compuesto volumétricamente de aproximadamente 95% de agua, 4% de apuntalante y 1% de otros químicos como inhibidor de incrustaciones, surfactante, biocidas e inhibidor de corrosión. La gestión del agua en los shale plays representa del 5 al 15% de los costos totales de terminación del pozo. Aproximadamente del 5 al 50% del fluido de fractura bombeado se devuelve a medida que el pozo se pone en producción. El shale gas es gas natural que se ha acumulado en rocas densas de baja permeabilidad con alto contenido de materia orgánica, que aparentemente es tanto la roca fuente como el depósito. El shale es una roca sedimentaria de grano fino rica en materia orgánica; contienen el 95% de la materia orgánica en rocas sedimentarias (Vazquez et al., 2014).

La estimación de la cantidad de agua para la estimulación en los shale gas surgen a partir de países productores del crudo que implementan la técnica, con la ayuda de evaluaciones y metodologías por los reguladores de agua y la USGS (U.S Geological Survey).

Para el proceso de estimulación se considera varios factores que permitan el éxito de la operación, los principales factores son: cantidad de agua requerida, mezcla de aditivos con el agua, inyección del agua al pozo productor, producción de hidrocarburo junto con el agua de producción y el agua de retorno para su reutilización y tratamiento adecuado.

En los Estados Unidos existen al menos 21 shale plays localizados en 20 estados, los más importantes son Barnett (Fort Worth Basin), Fayetteville (Arkoma Basin), Haynesville (East Texas and Louisiana Basin) y Marcellus (Appalachian Basin)(Ground Water protection Council & ALL Consulting, 2009).

El gasto de agua por pozo depende de la formación de shale gas, de los pozos horizontales vs verticales, reutilización del agua, distancia de las fuentes de agua.

En general la mayoría de las compañías estiman un rango de consumo de agua que oscila entre 3.6 y 4.5 millones de galones por pozo para perforar las formaciones de shale gas.

La tabla 4 muestra los datos estimados del consumo de agua por pozo para cada uno de los campos más importantes de los Estados Unidos, esta información está dada por Chesapeake Energy, el segundo mayor productor de hidrocarburos en yacimientos no convencionales de los Estados Unidos.

Tabla 4

*Consumo de agua estimada para diferentes Shale Play*

<u>Shale play</u>	Consumo de agua por pozo				<u>Total</u>	
	<u>Perforación</u>	<u>Fracturamiento Hidráulico</u>				
<u>Unidades</u>	<u>(Millones de galones)</u>	<u>(Barriles)</u>	<u>(Millones de galones)</u>	<u>(Barriles)</u>	<u>(Millones de galones)</u>	<u>(Barriles)</u>
Barnett	0.3	7,143	3.8	90,478	4.1	97,621
Fayetteville	0.1	2,381	4.0	95,239	4.1	97,620
Haynesville	0.6	14,286	5.0	119,048	5.6	133,334
Marcellus	0.1	2,381	5.5	130,953	5.6	133,334
<i>Minimo</i>	1.0	23,810	3.5	83,334	4.5	107,144
<i>Máximo</i>	0.1	2,381	3.5	83,334	3.6	85,715

Nota: Adaptado de Mielke, E., Diaz A., L., & Narayanamurti, V. (2010). *Water Consumption of Energy Resource Extraction, Processing, and Conversion, A review of the literature for estimates of water intensity of energy-resource extraction, processing to fuels, and conversion to electricity*. Energy Technology Innovation Policy Discussion Paper Series, Harvard Kennedy School, Harvard University.

Otra estimación en procesos de perforación y fracturamiento de un pozo horizontal de shale gas afirma que se requiere de 3 – 4 millones de galones de agua. Este volumen no es trivial, es un pequeño porcentaje (menor de 0.1% a 0.8%) del agua total consumida por la industria en cualquier región particular de desarrollo de shale gas. A medida que aumenta la preocupación pública sobre el uso del agua en las comunidades en los yacimientos no convencionales, los operadores del campo Marcellus han realizado una evaluación sobre los posibles suministros de agua, incluidas aguas superficiales, fuentes de agua privadas, agua municipal, suministros de agua subterránea y agua producida reutilizada. Un estudio realizado por el Comité de Gestión de la Conservación del Agua de shale de los Apalaches en 2008 identificó las extracciones de agua superficial como la

fuente primaria (60-70%) de la demanda total de agua para la actividad de perforación y terminación en la cuenca de shale gas de Marcellus (Arthur et al., 2009).

Para satisfacer esta demanda de agua, la percepción pública es que las operaciones de fracturamiento hidráulico imponen una gran presión sobre los recursos hídricos superficiales, que muchos temen debido al rápido crecimiento urbano y al aumento de las actividades industriales. Sin embargo, el porcentaje de agua dulce utilizada es típicamente menos del 2% de la demanda total de agua para un área de la ONU. La creciente competencia por el agua, plantea muchas preocupaciones válidas sobre la disponibilidad de agua en áreas seleccionadas. En áreas como el shale gas de Marcellus, las autoridades de la cuenca hidrográfica restringen el volumen de agua que puede extraerse para su uso en operaciones de perforación y terminación, y los costos de eliminación del agua de retorno y las aguas producidas están dentro del rango de doble dígito por barril.

La perforación y el fracturamiento de un pozo de shale gas horizontal utilizan grandes volúmenes de agua, aunque la cantidad de agua requerida es variable e incierta. Según La Agencia de Protección Ambiental de EE. UU. (EPA) reporta que para el fracturamiento de pozos de shale gas requiere entre 2.3 y 3.9 millones de galones de agua por pozo. Se requieren entre 40,000 y 1 millón de galones adicionales para perforar el pozo. Esta es considerablemente más agua de la que se requiere para los pozos de gas convencionales e incluso para el metano de lecho de carbón porque los pozos para acceder al gas shale son más profundos. Los requisitos de agua para la fracturamiento hidráulico de un metano de lecho de carbón, por ejemplo, varían de 50,000 a 350,000 galones por pozo, aunque estas estimaciones solo incluyen la aplicación de procesos más recientes de uso intensivo de agua.

Durante el período de flujo de retorno, que generalmente dura hasta dos semanas, aproximadamente del 10 al 40% del fluido de fractura regresa a la superficie. El volumen de flujo de retorno depende de las características de la formación y los parámetros operativos durante el desarrollo del pozo. Una vez que ha comenzado la producción activa de gas, se continúa produciendo fluido acuoso y no acuoso en la superficie en volúmenes mucho más bajos (2-8 m<sup>3</sup>/día) durante la vida útil del pozo. Esta agua, conocida como "agua de producción", contiene concentraciones de TDS muy altas, así como hidrocarburos de petróleos pesados y ligeros que pueden separarse y recuperarse.

Tabla 5

***Volumen de agua para perforación y fracturamiento por pozo para yacimientos no convencionales de hidrocarburos***

Referencias	Volumen de agua para perforación por pozo		Volumen de agua para fracturamiento por pozo			Volumen total de agua por pozo	
	Galones	Barriles	Galones	Barriles	Galones	Barriles	
GWPC (2009)			2,000,000	47,620	–		
			–	95,239			
			4,000,000				
Arthur et al (2009)					3,000,000	–	71,429
					4,000,000		95,239
Chesapeake (2010)	600,000	14,286			5,000,000		119,048
U.S. EPA (2011), Cooley y Donnelly, (2012)	40,000	–	953	–	2,300,000	54,762	–
	1,000,000	23,810			–	90,477	
					3,800,000		
Chasapeake (2011), Yi (2013)			2,000,000	47,620	–		
			–	142,858			
			6,000,000				
IEA (2012)					5,284,000		125,810
Groat y Grimshaw (2012)			5,600,000			133,334	

Vidic et al. (2013)	2,000,000 7,000,000	– 166,667	47,620 –
------------------------	------------------------	--------------	-------------

De acuerdo con la revisión de las referencias (presente en la tabla 5) y las características particulares de los desarrollos que se pretenden llevar a cabo en el Valle Medio Magdalena Colombiano, en la tabla 6 se concluye que se podrían necesitar los siguientes volúmenes de agua para fracturamiento hidráulico 5 etapas:

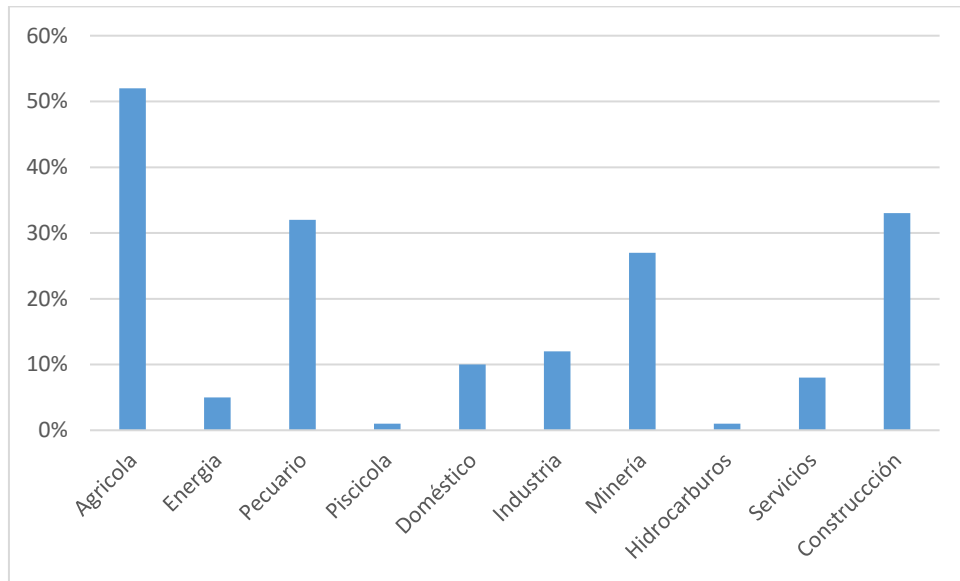
Tabla 6  
*Volumen de agua estimado por pozo para un proyecto de fracturamiento hidráulico*

<b>Referencias</b>	<b>Volumen total de agua por pozo</b>	
	Galones	Barriles
Mínimo	2,000,000	47,620
Media	4,500,000	107,143
Máximo	7,000,000	166,667

#### 4.2. Demanda y huella hídrica en el sector de hidrocarburos en Colombia

La demanda de agua en el sector de hidrocarburos, hace referencia al uso del recurso hídrico en las actividades de explotación, producción, transporte y refinación del petróleo en el país. En el 2016 el IDEAM estimó que el uso del agua fue de 581.3 millones de m<sup>3</sup> (3,656.2 millones de Bls) con una huella hídrica azul que representa el impacto de la cantidad de agua de un 6,2 millón de m<sup>3</sup> (38.9 millones de Bls) lo cual corresponde al 1.1% de la demanda de agua en el país. La reducción en porcentaje de los volúmenes para el 2016 fueron de 2% menos que las del 2012, motivo por el cual la actividad de exploración en Colombia se disminuyó a 124 pozos entre los años 2012 y 2016 y la baja producción de barriles diarias en un 20%.

A continuación, se muestra la figura 4 suministrada por el IDEAM que corresponde a los grandes consumidores de agua, con sus respectivos porcentajes de demanda de agua que utilizan los principales sectores del país.



*Figura 4.* Huella hídrica de los diferentes sectores económicos. Adaptado de IDEAM. (2019). Estudio Nacional del Agua 2018.

Si se tiene en cuenta que se está hablando de cuatro pilotos de investigación, y se asume que en cada piloto se generarían hasta 5 etapas de fracturamiento, por piloto se requiere 107,143 barriles de agua que representan un incremento del 0.00027% en la demanda de agua del sector hidrocarburos y un 0.0000029% de la demanda total de agua del sector industrial.

## **5. Evaluación de fuentes de agua para preparar un fluido de fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales**

Las empresas operadores además de tener en cuenta los volúmenes de cada fuente de agua para asegurar que el proceso de estimulación a los yacimientos no convencionales se lleve a cabo, debe tener presente la calidad y parámetros deseados de las fuentes de agua para que sean compatible con los aditivos y generar un fluido de fractura exitoso.

Existen diferentes opciones para captar y suplir la demanda de agua necesaria para el fracturamiento hidráulico, elegir la fuente deseada dependerá del volumen de agua requerido, de los parámetros de calidad y de la compatibilidad que tenga el fluido con la formación productora de hidrocarburo.

El agua para la estimulación de un yacimiento no convencional se puede obtener principalmente de las siguientes fuentes:

- Agua superficial
- Agua subterránea
- Suministros de agua locales
- Agua residual local y proveniente de instalaciones para el tratamiento industrial
- Agua utilizada para la refrigeración de plantas de energía
- Agua de producción o de retorno (flowback) de los pozos de petróleo y gas.

### **5.1. Captación de agua para el proceso de fracturamiento hidráulico**

En un fracturamiento hidráulico la obtención del agua para el proceso debe ser en lo posible fuentes de agua que no estén involucradas para el suministro de los seres humanos, agricultura y ganadería.

Para evaluar las fuentes alternativas de agua que se van a utilizar en las operaciones de fracturamiento hidráulico es importante saber el ciclo del agua que se cumple en toda la operación, permisos y requisitos legales de la región que son los encargados de la gerencia y usos de los recursos naturales. También es de gran importancia que las empresas operadoras hagan saber a las entidades reguladoras de agua y a la comunidad, el uso del recurso hídrico para obtener los hidrocarburos por medio del fracturamiento en los yacimientos no convencionales, de esa misma manera hacer saber el cumplimiento de las regulaciones para el uso del agua y las diferentes alternativas de fuentes para en lo posible utilizar menos volumen de agua que se encuentre relacionada con las necesidades de los ser humanos, fauna y flora.

Para una evaluación exitosa de las fuentes de agua se debe tener en cuenta los siguientes factores:

- Volumen de agua necesaria para la operación de fracturamiento hidráulico.
- Análisis en los parámetros físico químicos del agua.
- Tratamiento del agua sino se cumple con los parámetros físico químicos requeridos para el uso en el proceso de fracturamiento hidráulico.
- Transporte del agua.

## 5.2. Ciclo de vida del agua

El ciclo de vida de la gestión del agua comienza con la identificación y la obtención de una fuente para las actividades de construcción, perforación y finalización de pozos (incluye el fracturamiento hidráulico), el transporte de la fuente al sitio y su gestión durante las operaciones de superficie. El fracturamiento hidráulico continuo, el manejo del flujo de retorno inicial y el manejo a largo plazo del agua producida generada por la formación profunda durante la producción de aceite y gas implica un adecuado almacenamiento, transporte y algún nivel de tratamiento para reutilización o eliminación.



*Figura 5. Ciclo de vida del agua.*

Según Accenture, el transporte de agua representa el 60-80% de la logística total asociada al ciclo de vida del desarrollo del gas shale (2012). En el campo de Wattenberg en el país de soldadura, Colorado, los operadores pueden usar de 2 a 5 millones de galones de agua para fracturar hidráulicamente cada pozo, dependiendo de la longitud del lateral horizontal y el número de etapas de fractura. Según la Asociación de Petróleo y Gas de Colorado (COGA), el agua producida a menudo se deposita en pozos de inyección profunda (Taylor et al., 2014).

Existen cinco etapas principales para el ciclo de vida del agua asociadas con el desarrollo no convencional de O&G (EPA, 2012). Estas etapas son las siguientes.

- Adquisición de agua.
- Mezcla química.
- Inyección de pozos (FH).
- Proceso de flujo de retorno y generación de agua producida.
- Tratamiento y eliminación

La tabla 7 muestra los posibles riesgos en cada etapa del ciclo de vida del agua.

Tabla 7

***Posible riesgo en las diferentes etapas del ciclo de vida del agua***

Etapa	Posibles riesgos
Captación de agua	La escasez de agua o el acceso limitado a otras necesidades de los usuarios causan agotamiento en los recursos hídricos, especialmente durante la temporada de sequía.
Mezcla de productos químicos	Los derrames de productos químicos podrían causar contaminación de las aguas superficiales y/o subterráneas. Problemas de salud debidos a la exposición a productos químicos.
Inyección en pozos	La falla de la tubería de revestimiento o las fracturas inducidas en las rocas podrían servir como vía para la migración del fluido de fracturamiento hidráulico hacia los recursos hídricos.
Flujo de retorno de agua de proceso y de producción	Derrames en la superficie, infiltración en el suelo desde los pozos o tanques de reserva, fugas de la tuberías y efectos en la salud humana debido a la exposición a los productos químicos, salmueras y otros materiales radioactivos naturales.
Tratamiento del agua producida y eliminación de residuos	Derrames y fugas durante las instalaciones de tratamiento o eliminación en el sitio. Limitación de las plantas de tratamiento para eliminar completamente los contaminantes que llegan a los arroyos y contaminan las fuentes

de agua potable. La inyección en pozos podría causar fallas en las tuberías de perforación.

Nota: Adaptado de Torres, L., Yadav, O. P., & Khan, E. (2016). A review on risk assessment techniques for hydraulic fracturing water and produced water management implemented in onshore unconventional oil and gas production. *Science of The Total Environment*, 539, 478-493.

### **5.3. Alternativas de fuente de agua para fracturamiento en el Sur del Cesar**

Debido a las condiciones municipales que posee San Martín y Aguachica, no todas las fuentes de agua para el proceso de fracturamiento hidráulico son factibles para la estimulación, ya que las zonas de ubicación de los pozos en donde se puedan realizar las perforaciones para los yacimientos no convencionales, no cuenta con la posibilidad de captación, tratamiento y transporte del recurso hídrico.

La empresa operadora para la obtención del agua, tiene que tener en cuenta que no todas las alternativas son viables, esto depende de todas las situaciones a la hora de realizar las actividades de fracturamiento, variando las alternativas que dependen del área en la cual se ubiquen los pozos.

Diferentes voceros de las compañías interesadas en los yacimientos no convencionales en Colombia han manifestado que las operadoras no pretenden competir por el recurso hídrico con las comunidades.

El presidente de Ecopetrol, Felipe Bayón en una declaración acerca de la situación se está presentando en el país sobre la extracción de yacimientos no convencionales mencionó que “a las comunidades les preocupa mucho el tema del agua, pero lo cierto es que nosotros no vamos a competir con el agua potable de la población, vamos a utilizar aguas de producción, de las refinerías o de los alcantarillados”.

Alex Martínez, country manager de Conoco Phillips en un dialogo con la plataforma de comunicación Colombia Energía dio a conocer su opinión sobre el tema del cuidado del recurso hídrico en Colombia, manifestando que “nosotros no vamos a competir por el agua con las comunidades, en caso de no haber disponibilidad del recurso hídrico, las comunidades siempre tendrán la prioridad”.

Teniendo en cuenta lo anterior, para el propósito de este estudio se evaluará las siguientes alternativas de fuentes de agua para estimular los yacimientos no convencionales por medio del fracturamiento hidráulico:

- Aguas de retorno (flowback).
- Agua de producción (aguas de formación asociadas a la producción de petróleo).

### **5.3.1. Consideraciones asociadas con las operaciones de fracturamiento hidráulico**

Existe la preocupación de que la fracturamiento hidráulico podría agotar los recursos hídricos locales. Las estimaciones reportadas para los volúmenes de agua requeridos para la extracción de gas shale varían según la geología local, la profundidad y longitud del pozo y el número de etapas de fracturamiento hidráulico. El uso general del agua es importante, las estimaciones indican que la cantidad necesaria para operar un pozo de gas shale mediante el fracturamiento hidráulico durante una década puede ser equivalente a la cantidad necesaria para regar un campo de golf durante un mes (Moore, 2012).

El agua utilizada en la perforación y el fracturamiento puede provenir de aguas superficiales, subterráneas, municipales e industriales, y el agua reutilizada de otras fuentes, como operaciones anteriores de fracturamiento hidráulico (Veil, 2010). La extracción de agua de esas fuentes ha

hecho que las organizaciones no gubernamentales, políticos, agencias gubernamentales y el público general a expresar preocupaciones sobre las implicaciones ambientales asociadas. Adicionalmente, estas consideraciones incluyen la ubicación de la necesidad, el momento estacional, la ubicación del agua disponible y las regulaciones que rigen la extracción de agua.

La viabilidad del uso del agua superficial para el fracturamiento hidráulico puede verse afectada por varios factores, como la precipitación regional, el flujo estacional y la distancia desde un arroyo o lago. Una evaluación adecuada para el potencial de los suministros de agua requiere la consideración de todos estos factores. Algunas áreas, como el play shale Marcellus en Nueva York, Pensilvania y Virginia Occidental, tienen abundantes precipitaciones, lo que teóricamente hace que las corrientes, ríos y lagos sean fuentes de agua viables. Sin embargo, incluso en áreas dentro de los abundantes suministros de agua, los operadores pueden necesitar múltiples fuentes de agua para garantizar un suministro adecuado (Coughlin & Arthur, 2011).

### **5.3.2. Agua de retorno**

El fluido de retorno se define como el retorno del fluido a la superficie después de un trabajo de completamiento o fracturamiento. La cantidad y calidad del flujo de retorno es una función de una serie de factores clave como: la calidad de la fuente de agua inicial utilizada para hacer el fluido de fractura, el programa químico del fluido de fractura, la geología de la formación, el contacto del fluido de fractura con las aguas de la formación, y el tiempo que el fluido pasa bajo tierra y en la superficie después de la fractura. La fuente de agua representa más del 99% del fluido de fractura total y, como resultado, tiene un efecto en la calidad del flujo de retorno resultante. Los componentes en la fuente de agua, como sales disueltas, minerales, material orgánico y/o bacterias, regresan a la superficie en el flujo de retorno o reaccionan con la química de fractura o formación.

Los aditivos químicos son otro componente clave del flujo de retorno. El tipo y la cantidad de aditivos químicos varían según los detalles de la geología y la estrategia de completamiento. Los aditivos químicos utilizados durante el fracturamiento están diseñados para permanecer disueltos en el fluido de fractura bajo un amplio rango de condiciones, obteniendo como resultado el regreso a la superficie en el flujo de retorno. Otro factor clave que afecta la calidad del flujo de retorno es la geología de la formación. Las formaciones de shale son una matriz compuesta de shale de carbonato y cristales de sal. Durante la operación de fracturamiento, el fluido de fractura entra en contacto con la geología de la formación y disuelve la sal y los minerales de la formación, devolviéndolos a la superficie en el flujo de retorno.

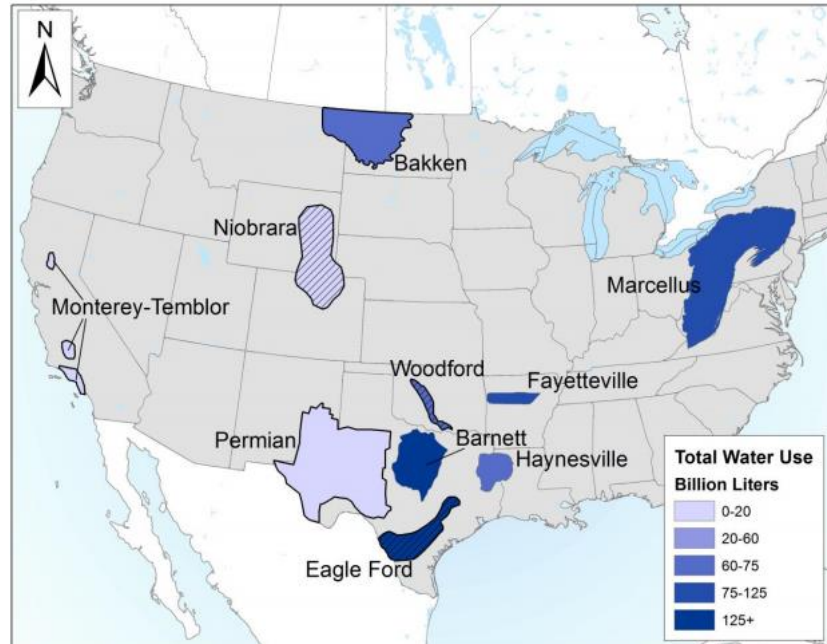
La fracción del volumen de agua inyectada que regresa a la superficie durante los primeros 10 días es entre 10% y 25% para el shale de Barnett y Marcellus. El shale de Bakken devuelve del 15 al 40% del volumen de agua inyectado durante el flujo de retorno inicial, que se considera relativamente alto. Por otro lado, en Eagle Ford, menos del 15% del volumen de agua inyectada retorna inmediatamente a la superficie (Boschee, 2014). Algunas de las causas por las cuales el agua restante, llamada agua residual de tratamiento, no regresa a la superficie incluyen el líquido atrapado dentro de la matriz de shale debido a las fuerzas capilares y osmóticas, la disminución de la presión de formación y la fractura del fluido que viaja más allá de la zona de captura (Torres et al., 2016).

Cuando el flujo de retorno regresa a la superficie, contiene sales disueltas, minerales disueltos, químicos de fractura residuales, productos de degradación química de fractura, bacterias, sólidos suspendidos, material radiactivo que ocurre normalmente, compuestos orgánicos volátiles, hidrocarburos y amoníaco. La concentración de estos materiales varía de un juego a otro de un pozo a otro dentro del mismo juego y de un día a otro en el mismo pozo.

### ***5.3.2.1. Casos de estudio***

La cantidad de material disuelto en el flujo de retorno depende de la geología de la formación y la cantidad de tiempo que se pasa bajo tierra. Cuanto más tiempo permanezca el flujo de retorno en la formación, más contacto tendrá con la geología de la formación y más sólidos disueltos contendrá. El porcentaje de fluido de fractura que retorna a la superficie en la mayoría de casos lo hace durante los primeros 15 días posteriores al fracturamiento. La solubilidad de la formación también es una clave que afecta la cantidad de sólidos disueltos en el flujo de retorno. Si la formación está en comunicación con un acuífero u otras aguas subterráneas de formación, el fluido de fractura se mezclará con esta agua de formación. El agua de formación en contacto con las formaciones de gas shale generalmente tienen sólidos disueltos de alto nivel ( $> 100,000$  mg/L). El flujo de retorno del completamiento en contacto con las aguas de formación es generalmente mayor en niveles de sólidos disueltos y volumen. El tiempo es otro factor crítico que afecta la calidad del flujo de retorno, ya que el tiempo que se pasa bajo tierra aumenta el nivel de sólidos disueltos.

Este apartado describe los antecedentes geológicos y parámetros para diferentes formaciones de shale: Marcellus, Barnett, Eagle Ford y Vaca Muerta. Esta información es crítica porque la composición del flujo de retorno y el agua producida puede variar significativamente de una región a otra. Para lograr una estimación precisa de la composición de flujo de retorno promedio para un área determinada, es necesario realizar un balance de masa que tenga en cuenta tanto los volúmenes diarios como la composición. Además, es importante considerar el TDS y el volumen conjuntamente, en función del tiempo, para obtener un promedio representativo del total de sólidos disueltos totales.



*Figura 6.* Mapa del uso total de agua para todas las formaciones principales reportadas de Estados Unidos. Adaptado de Kondash, A., & Vengosh, A. (2015). Water Footprint of Hydraulic Fracturing. *Environmental Science & Technology Letters*, 2(10), 276-280.

### *Formación Marcellus*

Esta formación se extiende por la mayor parte de la cuenca de los Apalaches desde Nueva York a través de Pennsylvania, West Virginia, y también se extiende hasta Ohio y Maryland. Está ubicado estratégicamente ya que cubre un área de 152,000 km<sup>2</sup> y está ubicado entre 4,500 y 8,500 pies de profundidad, y se estima que es la mayor depósito de gas de shale recuperable (entre 225 y 516 tcf) en los Estados Unidos (Chen, He, Guan, Lu, & Li, 2017).

En la formación Marcellus se emplea entre 90,476 - 130,952 barriles de agua por pozo para las operaciones de fracturamiento hidráulico., mientras que el agua que retorna varía entre un 10% a

60% dependiendo del pozo. En la tabla 8 se muestra el volumen de agua inyectada y de agua de retorno, para los pozos ubicados en la formación Marcellus.

Tabla 8  
*Volumen de agua inyectada y Agua de retorno*

<b>Pozo</b>	<b>Tipo de pozo</b>	<b><u>Volumen inyectado (Bbls)</u></b>	<b><u>Agua de retorno acumulada (bbls)</u></b>	<b><u>Agua de retorno (%)</u></b>
<b>A</b>	Vertical	40,046	15,023	37.5
<b>B</b>	Vertical	94,216	13,718	14.6
<b>C</b>	Horizontal	146,226	15,991	10.9
<b>D</b>	Horizontal	21,144	9,938	47
<b>E</b>	Horizontal	53,500	24,610	46
<b>F</b>	Horizontal	77,995	12,331	15.8
<b>G</b>	Horizontal	123,921	12,471	10.1
<b>H</b>	Vertical	36,035	21,282	59.1
<b>K</b>	Horizontal	70,744	9,473	13.4
<b>M</b>	Horizontal	99,195	19,723	19.9
<b>N</b>	Vertical	11,435	3,043	26.6
<b>O</b>	Horizontal	96,706	19,202	19.9
<b>Q</b>	Vertical	23,593	5,090	21.6
<b>S</b>	Vertical	16,460	9,345	56.8

Nota: Adaptado de Hayes, T. (2009). Sampling and Analysis of Water Streams Associated with the Development of Marcellus Shale Gas. Gas Technology Institute.

Para la preparación del fluido de fractura la formación Marcellus emplea una composición de agua fresca, así como el rango de concentraciones de los componentes del agua de retorno que se presenta en la tabla 9.

Tabla 9  
*Composición de agua fresca y agua de retorno de formación Marcellus*

<b>Parámetro</b>		<b><u>Fluido de fractura</u></b>	<b><u>Agua fresca</u></b>	<b><u>Agua de retorno</u></b>
<b>Acidez</b>	mg/L	< 5 – 1,230	< 5 – 5.5	< 5 – 473
<b>Alcalinidad</b>	mg/L	5 - 308	6.2 – 88.8	26.1 - 121
<b>Aceite y grasa</b>	mg/L	4.6 - 255	ND	4.6 – 103
<b>Dureza</b>	mg/L	26 – 9,500	18 – 1,080	630 – 34,000
<b>Turbidez</b>	NTU	2.7 - 715	1.3 – 33.7	10.5 – 1,090

<b>TOC</b>	mg/L	5.6 – 1,260	1.8 – 202	1.2 – 509
<b>BOD</b>	mg/L	< 2 – 2,220	< 2 – 110	2.8 – 2,070
<b>DOC</b>	mg/L	5 – 1,270	1.4 -222	5 – 695
<b>COD</b>	mg/L	35.3 – 47,400	< 10 – 924	228 – 8,530
<b>pH</b>		5.2 – 8.9	6.7 – 7.4	4.9 – 6.8
<b>TDS</b>	mg/L	221 – 27,800	35 – 5,510	3,010 – 261,000
<b>TSS</b>	mg/L	4 – 5,290	< 2 – 24	17 – 1,150
<b>Bario</b>	mg/L	0.63 – 87.1	0.243 – 5.48	0.9 – 4,220
<b>Boro</b>	mg/L	4.6.1 0.019 – 40.7	ND – 2.45	13 – 145
<b>Bromuro</b>	mg/L	< 0.2 – 58	< 0.2 – 31.9	0.009 – 1,600
<b>Calcio</b>	mg/L	7 – 241	6.7 – 40.1	229.2 – 24,000
<b>Cloruro</b>	mg/L	18 – 10,700	4.1 – 3,000	1,670 – 78,100
<b>Estroncio</b>	mg/L	0.352 – 79	0.352 - 76.2	31.4 – 8,020
<b>Fluoruro</b>	mg/L	< 0.05 – 58.3	< 0.05 – 1.2	0.1 – 50
<b>Fósforo total</b>	mg/L	< 0.1 - 8	< 0.03 – 0.1	4.6.2 0.1 – 2.2
<b>Hierro</b>	mg/L	0.137 – 4.31	0.1 – 3.56	12.1 – 158
<b>Litio</b>	mg/L	0.03 – 14.9	ND – 2.54	44.5 – 137
<b>Magnesio</b>	mg/L	1.25 – 235	1.08 – 183	933 – 1,800
<b>Manganeso</b>	mg/L	0.008 – 3.6	0 – 0.237	2.1 – 10
<b>Potasio</b>	mg/L	2.36 – 229	2.3 – 53.6	49 – 3,950
<b>Sodio</b>	mg/L	32.5 – 1,460	4.2 – 1,3	4,370 – 39,700
<b>Sulfato</b>	mg/L	2.9 – 2,920	3.8 - 139	10 – 89.3

Nota: Adaptado de Hayes, T. (2009). Sampling and Analysis of Water Streams Associated with the Development of Marcellus Shale Gas. Gas Technology Institute.

El agua de retorno en Marcellus principalmente tiene una alta concentración de sólidos disueltos como el cloruro y sodio, este aumento de la concentración del agua de retorno es debido a la disolución de minerales que se encuentran en la formación.

*Formación Barnett*

Barnett es una de las formaciones más importantes y se encuentra localizada en Texas, Estados Unidos, se considera una roca fuente de hidrocarburos de la edad media de Mississippí y su profundidad se encuentra entre 1,000 a 7,500 pies (Zhang & Ehlig-Economides, 2014). Tiene un espesor que varía entre 100 a 700 pies.

Para el fracturamiento hidráulico de un pozo requiere entre 54,762 – 90,476 Bbls y durante los primeros 10 días retorna entre 10 y 25% del volumen de agua inyectada.

A continuación, la tabla 10 presenta la composición del fluido de fractura y del agua de retorno de los valores obtenidos de cinco pozos de la formación Barnett.

Tabla 10  
*Composición de fluido de fractura y agua de retorno de formación Barnett*

<b>Parámetro</b>		<b><u>Fluido de fractura</u></b>	<b><u>Agua de retorno</u></b>
<b>Acidez</b>	mg/L	ND	ND
<b>Alcalinidad</b>	mg/L	236 - 251	215 – 1,240
<b>Aceite y grasa</b>	mg/L	17 – 22.2	88.2 – 1,430
<b>Dureza</b>	mg/L	28 - 100	3,500 - 21,000
<b>Turbidez</b>	NTU	116 - 265	144 – 314
<b>TOC</b>	mg/L	124 - 143	6.2 – 36.2
<b>BOD</b>	mg/L	130 - 245	101 – 2,120
<b>DOC</b>	mg/L	84 - 281	5.5 – 65.3
<b>COD</b>	mg/L	100 - 829	927 – 3,150
<b>pH</b>		7.7 – 8.5	6.5 – 7.2
<b>TDS</b>	mg/L	203 - 800	16,400 – 97,800
<b>TSS</b>	mg/L	80 - 360	120 – 535
<b>Bario</b>	mg/L	0.05 – 2.7	0.93 – 17.9
<b>Boro</b>	mg/L	4.6.3 0.05 – 0.124	7 – 31.9
<b>Bromuro</b>	mg/L	0 – 0.7	117 – 798
<b>Calcio</b>	mg/L	13.1 – 17.1	1,110 – 6,730
<b>Cloruro</b>	mg/L	21.6 - 151	9,600 – 60,800

<b>Estroncio</b>	mg/L	0.2 – 1.3	48 – 1,550
<b>Fluoruro</b>	mg/L	0.009 - 1	3.5 – 12,8
<b>Fósforo total</b>	mg/L	ND	4.6.4 ND
<b>Hierro</b>	mg/L	1 – 1.7	12.1 – 93.8
<b>Litio</b>	mg/L	0 – 0.04	2.56 – 37.4
<b>Magnesio</b>	mg/L	1.57 – 11.5	149 – 755
<b>Manganeso</b>	mg/L	0 – 0.05	0.25 – 2.20
<b>Potasio</b>	mg/L	3 – 4.46	80 – 750
<b>Sodio</b>	mg/L	81.3 - 278	4,370 – 28,200
<b>Sulfato</b>	mg/L	28 - 107	120 – 126

### *Formación Eagle Ford*

La formación Eagle Ford es una de las más destacadas de los Estados Unidos, está localizada al sur de Texas y su espesor varía entre 150 y 450 pies. Las profundidades de la formación Eagle Ford varían de 7,000 a 12,000 pies (Gupta et al., 2018).

Para el fracturamiento hidráulico en la formación Eagle Ford se emplea un volumen de agua por pozo de 85,953 Bbls en promedio y menos del 15% del volumen de agua inyectada retorna inmediatamente a la superficie (Boschee, 2014).

La composición promedio del agua de retorno en la formación Eagle Ford de acuerdo a varios estudios establecidos se presenta en la tabla.

En la formación Eagle Ford la concentración de TDS es más baja con respecto a las formaciones Marcellus y Barnett.

En la tabla 11 se muestra la composición típica del agua de retorno para los pozos ubicados en la formación Eagle Ford.

Tabla 11  
Composición de agua de retorno de formación Eagle Ford

<b>Parámetro</b>		<b>Agua de retorno</b>
<b>Alcalinidad</b>	mg/L	406
<b>Dureza</b>	mg/L	1,025
<b>Turbidez</b>	NTU	>100
<b>pH</b>		6.8
<b>TDS</b>	mg/L	32,835 – 33,015
<b>TSS</b>	mg/L	180 – 840
<b>Bario</b>	mg/L	10
<b>Calcio</b>	mg/L	1,270
<b>Cloruro</b>	mg/L	19,318
<b>Estroncio</b>	mg/L	203
<b>Hierro</b>	mg/L	83 - 112
<b>Magnesio</b>	mg/L	111
<b>Manganeso</b>	mg/L	1.2
<b>Potasio</b>	mg/L	192
<b>Sodio</b>	mg/L	10,900
<b>Sulfato</b>	mg/L	163

Nota: Adaptado de Halldorson, B. (2013). Successful Oilfield Water Management 5 Unique Case Studies. 18.

### *Formación Vaca Muerta*

El mayor desarrollo de yacimientos de shale de Argentina es la cuenca Neuquina en la formación Vaca Muerta. Esta formación cubre un área de aproximadamente 25,000 km<sup>2</sup> con un espesor que varía entre 250 m a 270 m y la profundidad se encuentra en el rango de 3,000 a 10,000 pies (Buijs & Ponce, 2018).

La formación Vaca Muerta se caracteriza por ser su gran cantidad de carbón orgánico total, alta presión, gran espesor y buena permeabilidad. Las principales fuentes de agua en la cuenca

Neuquina utilizadas para desarrollar el fluido de fractura se originan de ríos, lagos, embalses y fuentes de agua subterránea, como pozos con baja salinidad (<5,000) (Bonapace et al., 2015).

En la formación Vaca Muerta el agua debe cumplir con los parámetros y concentraciones requeridas por la compañía de servicios, los cuales se muestra en la tabla 12 junto con la concentración del agua de retorno adquirida de 8 pozos localizados en la formación.

Tabla 12

*Composición de agua de retorno de formación Vaca Muerta*

<b>Parámetro</b>		<b>Agua requerida</b>	<b>Agua de retorno</b>
<b>Aluminio</b>	mg/L	0.002	0.002 – 0.5
<b>Bario</b>	mg/L	0	2.5 - 800
<b>Bicarbonato</b>	mg/L	< 600	61 - 500
<b>Boro</b>	mg/L	20	5 – 29.2
<b>Calcio</b>	mg/L	50 - 250	5,210 – 35,671
<b>Cloruro</b>	mg/L	< 30,000	63,525 – 87,034
<b>Estroncio</b>	mg/L	0.02	385 – 4,210
<b>Hierro</b>	mg/L	1 - 20	6.5 - 575
<b>Magnesio</b>	mg/L	10 - 100	1,216 – 2,918
<b>pH</b>		6 - 8	4.5 – 6.7
<b>Potasio</b>	mg/L	100 - 500	250 – 1,700
<b>Sodio</b>	mg/L	2,000 – 5,000	18,447 – 59,261
<b>TDS</b>	mg/L	< 50,000	97,586 – 139,070
<b>TSS</b>	mg/L	4.6.5 < 50	120 – 714.5
<b>Sulfato</b>	mg/L	< 500	100 – 400

Nota: Adaptado de Bonapace, J. C., Alric, F. G., Angeloni, A., & Zangari, L. (2015). Water Management: What We Have Learned and What We Need to Consider for Developing a Shale Play in Argentina. *SPE Latin American and Caribbean Health, Safety, Environment and Sustainability Conference*. SPE Latin American and Caribbean Health, Safety, Environment and Sustainability Conference, Bogotá, Colombia.

### *5.3.2.2. Problemas asociados al agua de retorno*

El fluido de retorno es difícil de tratar debido al alto grado de variabilidad, el alto potencial de incrustación y el amplio rango y concentración de componentes clave. Estos mecanismos de incrustación se pueden dividir en las siguientes cinco categorías (Horner et al., 2011):

#### *Acumulación de sólidos suspendidos*

Los sólidos residuales suspendidos que no se eliminan en el sistema de pre-tratamiento tienen el potencial de asentarse en puntos de baja velocidad o depositarse en superficies dentro de la unidad. Los sólidos suspendidos también pueden precipitar (hidróxidos metálicos, etc.) debido al aumento de la temperatura y la concentración.

#### *Ensuciamiento orgánico*

El material orgánico en el agua de alimentación, principalmente polímeros (reductor de fricción y floculante residual) puede precipitarse con un aumento en la concentración y / o temperatura. Este material puede depositarse en superficies y / o flocular partículas sólidas suspendidas más pequeñas que de otro modo no serían un problema.

#### *Escala de carbonato*

La presencia de calcio y carbonato en concentraciones suficientes puede causar la escala de  $\text{CaCO}_3$ . El potencial para la formación de escamas de  $\text{CaCO}_3$  aumenta a medida que aumenta la temperatura y la concentración. Las escamas de carbonato son generalmente blancas, calcáreas y solubles en ácido.

*Escala de sulfato*

La presencia de sulfato y bario, estroncio y / o calcio en concentraciones suficientes puede causar escamas de  $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{SrSO}_4$  y / o  $\text{CaSO}_4$ . El potencial de las escamas de sulfato para aumentar a medida que aumenta la concentración. Las escamas de sulfato son generalmente blancas, duras o de vidrio e insolubles en ácido.

*Escala de sílice / deposición*

La sílice puede precipitarse de la solución y formar sólidos en una de tres formas: deposición superficial (depositando directamente en las superficies), precipitación en masa (las partículas coloidales colisionan para formar partículas más grandes), complejación (los hidróxidos metálicos se unen con sílice para formar partículas coloidales) y sílice polimerización (las moléculas de sílice se combinan para formar largas cadenas). Como el ensuciamiento de sílice se ve muy afectado por la precipitación de hidróxido de metal, su potencial aumenta con la temperatura, la concentración y el pH lo impacta mucho. Los depósitos de sílice pueden variar desde escamas duras de cuarzo hasta depósitos delgados (generalmente blanco, gris, verde o marrón; el color puede variar según el tipo de hidróxidos metálicos involucrados). Los depósitos de sílice son generalmente parcialmente solubles en soluciones de pH alto o bajo.

**5.3.3. Agua de producción**

El agua de producción es el agua que está localizada en las mismas formaciones que el petróleo y el gas. En el proceso de extracción el agua de producción se lleva a la superficie junto al petróleo y el gas. También se conoce como "salmuera", "agua salada" o "agua de formación". El agua de

producción contiene algunas de las características químicas de la formación a partir de la cual se produjo y los hidrocarburos asociados.

Las propiedades del agua de producción y el volumen varían considerablemente dependiendo de la ubicación geográfica del campo, la formación geológica, el tipo de hidrocarburos que se produce y la vida útil del yacimiento. Por ejemplo, a principios del desarrollo del pozo de petróleo, la producción de petróleo es alta y la producción de agua es baja, por el contrario, a medida que aumenta la edad de producción del pozo, disminuye la producción de petróleo y aumenta la producción de agua(Clark & Veil, 2009).

La reutilización del agua de producción como fuente alternativa de agua puede limitarse debido al efecto potencialmente adverso de la calidad del agua en el rendimiento de un fluido de fractura. En general, las concentraciones totales de sólidos disueltos (TDS) del agua de producción exceden el rango deseado para los nuevos fluidos de fractura. Sin embargo, muchos operadores usan una combinación de agua producida mezclada con agua dulce para diluir el agua para que se encuentre dentro de los rangos de concentración aceptables de los diversos componentes. Esta mezcla puede hacer que el agua de producción sea una fuente viable de agua requerida para el fracturamiento hidráulico(Coughlin & Arthur, 2011).

#### ***5.3.3.1. Estimación de volúmenes de agua de producción***

El volumen de agua producida por los pozos de petróleo y gas no permanece constante con el tiempo. Inicialmente, el agua representa un pequeño porcentaje de fluidos producidos. Con el tiempo, el porcentaje de agua aumenta y el porcentaje de hidrocarburos disminuye. Se informó que una estimación promedio mundial era de 3 bbl de agua por cada barril de petróleo. Los pozos de los Estados Unidos generalmente tienen una vida útil de producción más larga que el promedio

global (Khatib & Verbeek, 2002). Según Veil et al 2004, un promedio de más de 9.5 bbl de agua por cada barril de petróleo en los Estados Unidos.

### ***5.3.3.2. Características del agua de producción***

Las propiedades físicas y químicas del agua producida varían considerablemente dependiendo de la ubicación geográfica del campo, la formación geológica desde donde se produjo el agua y el tipo de producto de hidrocarburos que se produce. Para aquellos sitios donde se realiza una inyección de agua, las propiedades y los volúmenes del agua producida pueden variar drásticamente debido a la inyección de agua adicional en la formación para aumentar la producción de hidrocarburos. Los principales componentes de preocupación en el agua de producción son la sal, el aceite y la grasa, los compuestos orgánicos e inorgánicos naturales, los aditivos químicos y los materiales radiactivos naturales de la formación de shale (NPC, 2011). La EPA ha identificado más de 1000 productos químicos que, según se informa, se usan para fluidos de fractura o se encuentran en el agua producida (EPA, 2012).

El contenido de agua de producción es relativamente alto en sólidos disueltos totales (TDS), que están ligados a la salinidad. Los rangos de TDS son de hasta 632,689 mg/L en Bakken, hasta 476,500 mg/L en Marcellus, 21,581–300,155 mg/L en Barnett y 1,033–317,876 mg/L en Eagle Ford (USGS, 2014). Los elementos comunes en el agua de producción son sodio, calcio, magnesio, cloruro, potasio, hierro, estroncio, bario, litio y silicio. Además, se ha detectado material radiactivo natural, principalmente isótopos de radio, en el suelo cerca de la propagación de carreteras, sitios de derrames relacionados con actividades fracturamiento hidráulico, suelo y lodo de pozos de reserva y escamas de suelo y tuberías en sitios de producción de petróleo (Torres et al., 2016).

#### **5.3.4. Aguas de producción para el Sur de Cesar**

Debido a las grandes cantidades de volúmenes de agua, aportadas por las aguas de producción en los campos petroleros en la región del Valle Medio del Magdalena, la alternativa más viable para la preparación del fluido a emplear en un fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales, aprovechando que el RAP en Colombia es de 12.42 barriles de agua por barril de crudo, de esta misma forma, una alternativa que ayudara a reducir el impacto de los vertimientos de agua ya que unas de las mayores preocupaciones de las comunidades es la contaminación de los sistemas hídricos del país (Mesa et al., 2018). Sin embargo, no se cuenta con información concreta y fidedigna de los volúmenes de agua de producción en la región.

El cumplimiento de los criterios de calidad del agua de los campos de producción para el departamento del Cesar, específicamente en la zona sur es vital para el desarrollo de la operación por ello se hace la evaluación con respecto a los criterios establecidos por el Instituto Argentino del petróleo y del gas para un fluido de fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales con el fin de determinar los parámetros requeridos para el éxito de la operación. Para la realización se procedió a consultar en la Agencia Nacional de Hidrocarburo (ANH), buscando los contratos y expedientes de los campos pertenecientes al Valle Magdalena Medio, solo se encontró información de 5 expedientes con los ICA correspondientes a la Agencia Nacional de Licencias Ambientales –ANLA- en la ciudad de Bogotá.

Para recolectar la información necesaria, se solicitó la información de los ICA más recientes de cada campo siguiendo el procedimiento establecido. En el momento de realizar el análisis de los parámetros de calidad del agua y cantidades aprovechables del mismo, no se cuenta con una parte de los parámetros establecidos por el Instituto Argentino del Petróleo, por ende, se procede a analizar los parámetros análogos y a los que no se elaboraron análisis en los informes de los ICAS,

serán propuestos los tratamientos en caso tal que no llegue a cumplir con los parámetros requeridos de calidad del agua para un proceso de fracturamiento hidráulico. Al tener la información requerida se dispuso cinco campos para evaluar las aguas residuales de producción de los campos.

En la tabla 13 se presenta las generalidades de los campos a evaluar y analizar para el objetivo de esta investigación.

Tabla 13

***Generalidades de los campos de producción localizados en el Valle Medio del Magdalena***

<b><u>Nombre</u></b>	<b><u>Ubicación</u></b>	<b><u>Operadora</u></b>
Mono Araña	Municipios de Aguachica y Río de Oro, Departamento del Cesar.	Canacol Energy Colombia S.A.S.
Los Ángeles	Municipio de Río de Oro y el municipio de Aguachica, Departamento del Cesar.	Gran Tierra Energy Colombia LTD
Gala	Municipio de Barrancabermeja, Departamento de Santander.	Ecopetrol S.A.
Llanito	Municipio de Barrancabermeja, Departamento de Santander.	Ecopetrol S.A.
Yarigui	Municipio de Puerto Wilches, Departamento de Santander.	Ecopetrol S.A.

***Campo de producción Mono Araña***

Tabla 14

***Composición de agua de producción de Campo Mono Araña***

<b><u>Parámetros</u></b>	<b><u>Campo Mono Araña</u></b>	<b><u>Unidad</u></b>
Cadmio total	1	mg/L cd
Cianuro total	0.149	mg/L CN
Cloruros	600	mg/L Cl <sup>-</sup>
Cobre total	0.1	mg/L Cu
Cromo total	0.2	mg/L Cr
DQO	144	mg/L COD
Dureza total CaCO <sub>3</sub>	2	mg/L CaCO <sub>3</sub>
Fenoles totales	0.02	mg/L Fenol
Grasas y aceites	0.1	mg/L
Hidrocarburos totales	2	mg/L
Hierro total	0.239	mg/L Fe
Niquel	0.30	mg/L Ni
Nitratos	0.4	mg/L NO <sub>3</sub> -N
Nitritos	0.01	mg/L NO <sub>2</sub> -
Oxígeno disuelto	6.82	mg/L O <sub>2</sub>
pH	7.16	Unidades de pH
Plomo total	0.07	mg/L Pb
Sulfatos	280	mg/L
Zinc total	0.1	mg/L Zn

Nota: Adaptado del expediente LAV0023-00-2016 del ANLA.

***Campo de producción Los Ángeles***

Tabla 15

***Composición de agua de producción de Campo Los Ángeles***

<b><u>Parámetros</u></b>	<b><u>Campo los Ángeles</u></b>	<b><u>Unidades</u></b>
Acidez Total	13	mg/L CaCO <sub>3</sub>
Alcalinidad	74	mg/L CaCO <sub>3</sub>
Arsenico	<0.001	mg/L
Bario	<0.1	mg/L
BTEX	<0.005	mg/L
Cadmio	<0.1	mg/L
Caudal	N.M	L/s
Cianuros	<0.10	mg/L
Cloruros	88	mg/L
Cobre	<0.01	mg/L

Cobre	<0.01	mg/L
Coliformes fecales	99,400	NMP/100 ml
Coliformes totales	275,000	NMP/100 ml
Conductividad	550	μS/cm
Cromo total	<0.01	mg/L
DBO <sub>5</sub>	82	mg/L O <sub>2</sub>
DQO	145	mg/L
Dureza Cálctica	76	mg/L
Dureza total	98	mg/L
Fenoles	<0,1	mg/L
Fluoruros	<0.2	mg/L
Fosfatos	0.05	mg/L
Fosforo total	0.11	mg/L
Grasas y aceites	<4	Grasas y aceites
Hidrocarburos totales	<4	mg/L
Hierro	1.22	mg/L
Mercurio	<0.001	mg/L
Niquel	<0.02	mg/L
Nitratos	<0.1	mg/L
Nitritos	<0.01	mg/L
Nitrogeno Amoniacal	<1.00	mg/L
Nitrogeno Total Kjeldahl	6.06	mg/L
Ortofosfatos	0.05	mg/L
Oxígeno disuelto	8.1	mg/L
pH	8.3	Unidades de pH
Plata	<0.02	mg/L
Plomo	<0,03	mg/L
Selenio	<0.005	mg/L
Sólidos Sedimentables	0.1	ml/L-hora
Sólidos Suspendidos	<20	mg/L
Totales – SST		
Sólidos totales	215	mg/L
Sulfatos	32.64	mg/L
Sulfatos	32.64	mg/L
Sulfuros	<1	mg/L
Temperatura	29.7	°C
Tensoactivos	<0.2	mg/L
Vanadio	<0.008	mg/L
Zinc	<0.005	mg/L
Sulfato	8.4	mg/L
Temperatura	24	°C
Turbidez	16.50	NTU

---

Nota: Adaptado del expediente LAM 0040 del ANLA.

*Campo de producción Gala*

Tabla 16  
*Composición de agua de producción de Campo Gala*

<u>Parametros</u>	<u>Campo Gala</u>	<u>Unidades</u>
Arsénico Total	<0.01	mg/L
Bario	<0.5	mg/L
Berilio	<0.025	mg/L
Bifenilos policlorados	<0.0005	mg/L
Boro	<0.84	mg/L
Cadmio	<0.05	mg/L
Carbonatos	<0.005	mg/L
Caudal	0.01	L/s
Cianuro Libre	<0.02	mg/L
Cloroformo	<0.0005	mg/L
Cloruros	1,280	mg/L
Cobre	<0.1	mg/L
Coliformes Fecales	<10.0	NPM/100mL
Coliformes Totales	<10.0	NPM/100mL
Compuestos Fenólicos	<0.010	mg/L
Cromo Hexavalente	<0.04	mg/L
DBO	77	mg/L
Dicloroetileno	<0.0005	mg/L
Disulfuro de Carbono	<0.0005	mg/L
Dureza	1,020	mg/L
Grasas y Aceites	3.49	mg/L
Hidrocarburos Totales	0.537	mg/L
Hierro	2.33	mg/L
Magnesio	46.7	mg/L
Material Flotante	Presente	N.A
Mercurio Orgánico	No detectable	mg/L
Mercurio Total	<0.002	mg/L
Niquel	<0.2	mg/L
pH	7.50	Unidades de pH
Plaguicidas	<0.0001	mg/L
Organoclorados		
Plaguicidas	<0.00005	mg/L
Organofosforados		
Plata	<0.05	mg/L
Plomo	<0.5	mg/L
Selenio	0.005	mg/L
TDS	2,750	mg/L
TSS	129	mg/L
Temperatura	27.5	°C
Tetracloruro de Carbono	<0.0005	mg/L

Tricloroetileno <0.0005 mg/L

Nota: Adaptado de López, K. D. L., & Arias, V. R. (2017). *Análisis del cumplimiento de los vertimientos de las aguas residuales de perforación y producción en los campos de Santander durante el 2014-2016, según la resolución 0631 del 2015. 0631, 98.*

### *Campo de producción Llanito*

Tabla 17

*Composición de agua de producción de Campo Llanito*

<u>Parámetro</u>	<u>Campo Llanito</u>	<u>Unidad</u>
Alcalinidad Total	<4.0	mg/L
Amonio	3.98	mg/L
Arsénico	0.00063	mg/L
Bario	10.8	mg/L
Cadmio	<0.015	mg/L
Caudal	-	L/s
Cianuro	<0.010	mg/L
Cloruros	26,400	mg/L
Cobre	<0.055	mg/L
Conductividad	65,400	µS/cm
Cromo	<0.109	mg/L
DBO	179	mg/L
DQO	289	mg/L
Fenoles Totales	0.162	mg/L
Grasas y Aceites	3.09	mg/L
Hidrocarburos	1.84	mg/L
Patogénicos		
Hierro	8.30	mg/L
Mercurio	<0.0023	mg/L
Níquel	<0.085	mg/L
Nitratos	1.62	mg/L
Nitritos	0.036	mg/L
Nitrógeno	4.77	mg/L
Pesticidas	<0.0000002	mg/L
Organoclorado		
pH	3.38	Unidades de pH
Plata	<0.031	mg/L
Plomo	0.228	mg/L
Selenio	0.00029	mg/L
Solidos Sedimentables	<0.1	ML/L-h

Solidos Suspendidos	68	mg/L
Totales		
Sulfatos	<1.50	mg/L
Temperatura	30.9	°C
Vanadio	<0.443	mg/L
Zinc	0.110	mg/L

Nota: Adaptado de López, K. D. L., & Arias, V. R. (2017). *Análisis del cumplimiento de los vertimientos de las aguas residuales de perforación y producción en los campos de Santander durante el 2014-2016, según la resolución 0631 del 2015*. 0631, 98.

### *Campo de producción Yarigui*

Tabla 18

*Composición de agua de producción de Campo Yarigui*

<u>Parámetro</u>	<u>Campo Yarigui</u>	<u>Unidades</u>
Bario	0.149	mg/L
Boro	0.170	mg/L
Cadmio	<0.015	mg/L
Calcio	33.7	mg/L
Cloruros	567	mg/L
DBO	206	mg/L
DQO	396	mg/L
Dureza Total	123	mg/L
Fenoles	0.147	mg/L
Fluoruros	0.124	mg/L
Fosfatos	<0.062	mg/L
Grasas y Aceites	4.76	mg/L
Hierro	0.355	mg/L
Magnesio	8.88	mg/L
Mercurio	<0.0023	mg/L
Níquel	<0.085	mg/L
Nitratos	3.71	mg/L
Nitritos	0.073	mg/L
Oxígeno Disuelto	12.09	mg/L
pH	7.12	Unidades de pH
Plomo	<0.052	mg/L
Sodio	121	mg/L
Solidos Disueltos	1,317	mg/L
Totales		

Solidos Suspendidos	19	mg/L
Totales		
Sulfatos	89.2	mg/L
Temperatura	27.8	°C
Turbiedad	16.9	NTU

Nota: Adaptado de López, K. D. L., & Arias, V. R. (2017). *Análisis del cumplimiento de los vertimientos de las aguas residuales de perforación y producción en los campos de Santander durante el 2014-2016, según la resolución 0631 del 2015. 0631, 98.*

### *Análisis de resultados*

Tabla 19

*Comparación de la composición de las aguas de producción de los diferentes campos*

<u>Parámetros</u>	<u>Campo Mono Araña</u>	<u>Campo Los Ángeles</u>	<u>Campo Gala</u>	<u>Campo Llanito</u>	<u>Campo Yarigui</u>	<u>Rango o valor recomendado</u>
Agentes reductores [mg/l]	-	-	-	-	-	0
Bacterias [CFU/ml]	-	-	-	-	-	0
Bicarbonato	-	-	-	-	-	< 600
Boro [mg/l]	-	-	<0.84	-	0.170	0 – 20
Calcio [mg/l]	-	-	-	-	33.7	50 – 250
Carbonatos [mg/l]	-	-	<0.005	-	-	< 600
Cloruros [mg/l]	600	88	1,280	26,400	567	< 30,000
Dureza como CaCO <sub>3</sub> [mg/l]	2	98	1,020	-	123	< 15,000
Hierro [mg/l]	0.239	1.22	2.33	8.30	0.355	1 – 20
Magnesio [mg/l]	-	-	46.7	-	8.88	10 – 100
pH	7.16	8.3	7.50	3.38	7.12	6 – 8
Potasio [mg/l]	-	-	-	-	-	100 – 500
Sílice [mg/l]	-	-	-	-	-	< 35
Sodio [mg/l]	-	-	-	-	121	2,000 – 5,000
Sulfatos [mg/l]	280	32.64	-	-	88.2	< 500
TDS [mg/l]	863	-	2,750	-	1,317	< 50, 000
Temperatura [°C]	29.4	29.7	27.7	30.9	27.8	15 - 40
TSS [mg/l]	184	< 20	-	68	19	< 50
Turbidez [NTU]	-	-	-	-	16.9	0 – 5

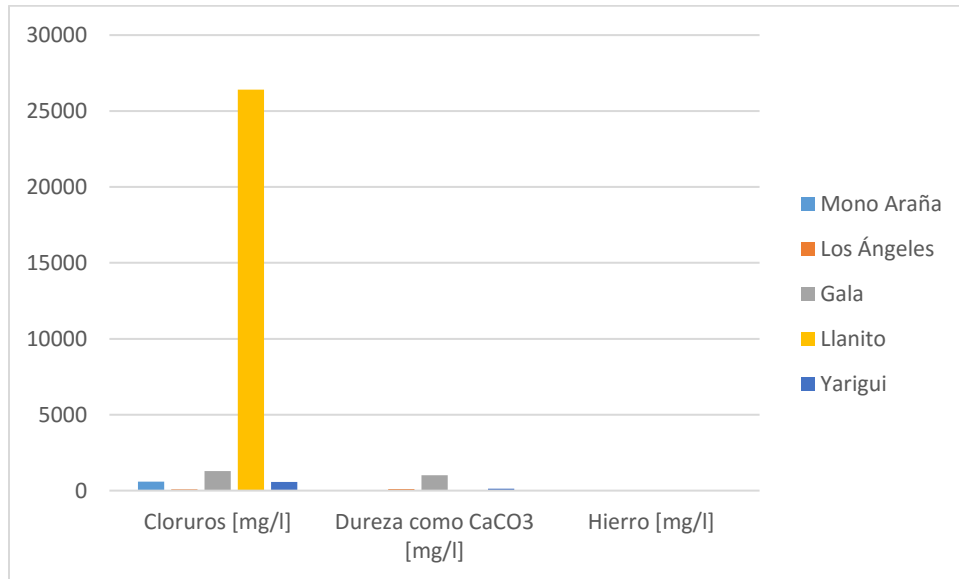
Teniendo en cuenta la información disponible se puede observar que la mayoría de parámetros analizados de las aguas de producción se encuentran dentro de los límites de rango establecidos por el Instituto Argentino del petróleo y del gas. Los campos Mono Araña y Los Ángeles presentan concentraciones de cloruros y dureza más bajas con respecto a los demás, mientras que el campo Llanito se destaca por tener una concentración de cloruro cerca del valor máximo; las concentraciones de cloruro mayores de 30,000 mg/L son considerados tóxicos para el tratamiento biológico convencional. Para el análisis del parámetro de hierro las concentraciones son bajas en todos los campos, esto es beneficioso ya que la presencia de hierro puede desestabilizar el fluido de la fractura y reducir significativamente la funcionalidad de los rompedores.

Los campos Gala y Yarigui cuentan con las concentraciones de TDS más altas en contraste con los demás campos que presentan información, sin embargo, se encuentran dentro del valor máximo establecido, es importante tener bajas concentraciones de TDS, ya que este presenta un desafío en el momento del análisis de caracterización de fluidos ya que afectan la solubilidad de los aditivos poliméricos y la viscosidad del fluido.

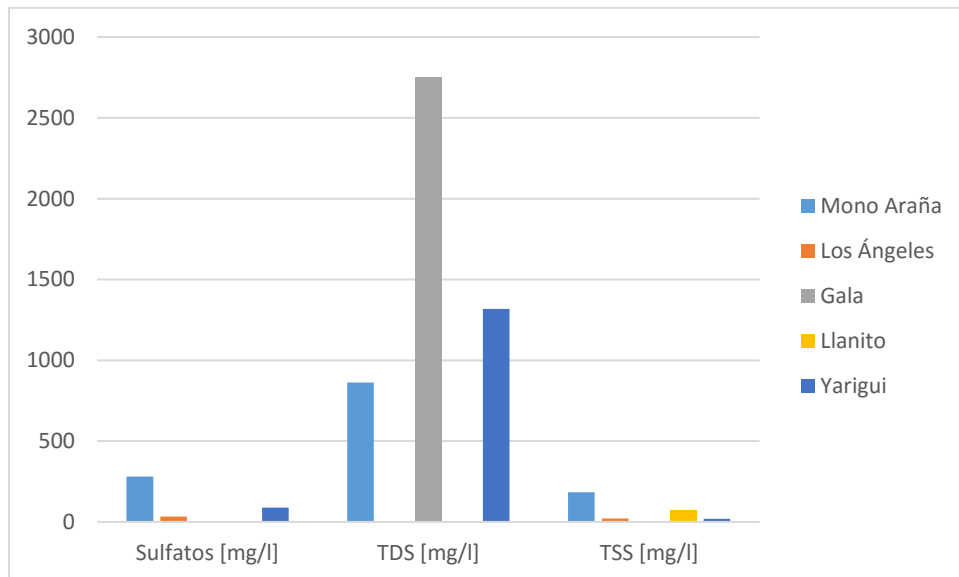
Para que el fluido de fracturamiento tenga un buen desempeño se debe tomar en consideración los factores y componentes que a ciertos valores de concentración puedan alterar la eficiencia de este mismo, con el fin de considerar el tratamiento de agua más óptimo para su remoción.

Los campos petroleros propuestos en la evaluación presentan parámetros significativos del agua de producción que cumplen con los criterios establecidos para preparar el fluido de fractura para las operaciones de fracturamiento hidráulico que se pretenden realizar en el área del Sur del Cesar. Para esto se debe tener en cuenta que en el Cesar están localizados más de 30 campos petroleros, donde no hay información disponible, pero con base en nuestra investigación se espera que se pueda utilizar las aguas de producción provenientes de dichos campos.

En las siguientes gráficas se muestran las variaciones de los principales componentes de las aguas de producción de los diferentes campos con el fin de ratificar el cumplimiento de los parámetros requeridos para el fluido de fractura.



*Figura 7.* Comportamiento de los cloruros, dureza e hierro en las aguas analizadas en los diferentes campos.



*Figura 8.* Comportamiento de los sulfatos, TDS y TSS en las aguas analizadas en los diferentes campos.

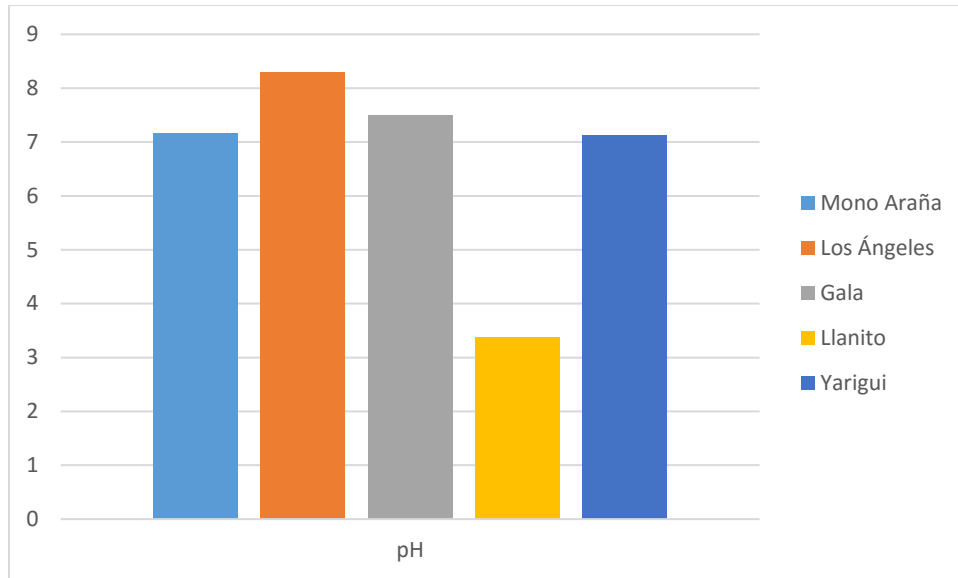


Figura 9. Comportamiento del pH en las aguas analizadas de los diferentes campos.

## 6. Estrategias de minimización de aguas superficiales en operaciones de fracturamiento hidráulico

En la generación de estrategias para obtener un uso eficiente de las fuentes alternativas de agua para un proceso de fracturamiento, se debe entender el manejo y administración del recurso hídrico mediante estrategias que permitan la captación, el almacenamiento y tratamiento del agua.

Es importante para la población, flora y fauna del Sur del Cesar reducir el manejo del agua o en su totalidad no tocar los cuerpos de agua superficiales para una estimulación de fracturamiento hidráulico. Para la estimulación y perforación de los pozos en el Valle Medio del Magdalena es necesario que la fuente de agua más recomendada sea el agua de producción y el fluido de retorno (“flowback”), que cumpla con los parámetros fisicoquímicos y el volumen requerido. Una logística

adecuada, permite los medios necesarios para llevar a cabo el fracturamiento hidráulico, reciclando y reutilizando las aguas de producción y de retorno con el almacenamiento adecuado.



Figura 10. Manejo del agua en las operaciones de fracturamiento hidráulico.

### 6.1. Manejo de fluidos en operaciones de fracturamiento hidráulico

Los fluidos que se utilizan antes y después de la fractura, por lo general, deben ser almacenados en el sitio de trabajo y transportados desde la fuente de suministro hasta el punto final para su tratamiento o disposición. En los Estados Unidos, los fluidos de fractura utilizados generalmente son almacenados en tanques o lagunas artificiales, las cuales están aisladas o recubiertas con una película protectora. Los fluidos de retorno también son enviados a tanques o piscinas hechas en tierra siguiendo las normas ambientales que se rigen.

Debe realizarse una correcta administración en el lugar de operación antes, durante y después de la fractura de los componentes del fluido de fractura incluyendo el agua, apuntalante y aditivos químicos. Estos componentes del fluido de fractura deben mezclarse entre sí solo cuando sea necesario (Trombetta, 2012).

### **6.1.1. Adquisición del agua**

Anteriormente el agua utilizada en procedimientos de fracturamiento hidráulica proveían de diferentes fuentes de agua, principalmente: agua superficial o agua subterránea, hoy en día para la industria de petróleo, el mayor reto es el cuidado del agua ya que consigo se viene la exploración y explotación de yacimiento no convencionales, reduciendo los impactos ambientales de todo ámbito. Disminuir el uso de agua superficiales es uno de los avances más reciente utilizado por las compañías y operadoras petroleras, por eso las opciones de fuente alternativa de agua para preparar un fluido de fracturamiento hidráulico serian el agua de producción, el fluido de retorno (flowback) y otras aguas residuales en otros casos.

### **6.1.2. Consideraciones de abastecimiento de agua**

Para el desarrollo de un proyecto de actividades petroleras y de gas, se considera varios factores para el abastecimiento y uso del agua, tales como, disposición del agua cerca de la zona de perforación, cercanía del pozo con las tuberías de transporte y camiones, disponibilidad, calidad del agua y permisos otorgados para perforar (Boyer et al., 2012).

### **6.1.3. Almacenamiento del agua**

En los Estados Unidos, muchos operadores utilizan tanques metálicos para almacenar fluidos por inyectar y los producidos por operaciones de fractura en lugar de lagunas artificiales. Estos tanques deben cumplir con los estándares establecidos por los Estados y lo mismo aplicaría a nuestro país,

donde la norma establece los requisitos que se deben cumplir para estas instalaciones (Trombetta, 2012).

Según la Autoridad Nacional de Licencias ambientales los tanques cerrados con tapa y ventilación de seguridad y tanques abiertos, son recipientes que permiten el almacenamiento del agua de producción junto con el fluido de retorno, para las operadoras el gran reto de tener estas fuentes de agua almacenada es garantizar que los niveles de COV (compuestos orgánicos volátiles) no superen la normatividad vigente. Es de gran importancia que los tanques de almacenamiento para la captación del agua, tenga el 110% del volumen del recipiente con mayor capacidad para evitar la infiltración hacia el suelo con fugas.

#### **6.1.4. Transporte del agua**

El transporte del agua puede realizarse principalmente por camiones, y algunos operadores han desarrollado sistemas de transferencia utilizando tuberías (tubos o tuberías de aluminio) y bombas centrífugas (Bonapace et al., 2015).

El agua de producción junto con el fluido de retorno, se transportan por carro tanques, remolques o vehículos apropiados para el transporte desde los tanques de almacenamiento hasta la entrega de las compañías autorizadas para el tratamiento, manejo del agua para el fluido de estimulación de fracturamiento hidráulico o disposición final de la fuente del agua.

## **6.2. Reutilización y aprovechamiento del agua de producción y agua de retorno**

Después de realizarse el fracturamiento hidráulico con todos los procedimientos respectivos, el pozo comenzará a producir agua, gas, y petróleo, una parte de la producción es agua residual como fluido de retorno (flowback) y la otra parte es agua producida que proviene de las formaciones. El agua producida o el fluido de retorno, al extraerse, en la mayoría de casos no cumple con los parámetros requeridos de calidad fisicoquímica para volver a ser reutilizados como fluido de fracturamiento hidráulico. Cuando se finaliza la etapa de fracturamiento el fluido de fractura regresa a superficie como agua de flujo de retorno (flowback), que contienen altas concentraciones de sales disueltas, productos químicos fraccionados y minerales de formación, el agua de retorno es muy variable y su composición es afectada por factores como la geología del subsuelo, el tiempo que el agua permanece en contacto con la formación y la composición química del agua de fractura usada (Horner et al., 2011).

La alternativa más viable es el uso de las fuentes de agua de producción y de fluido de retorno, con el fin de reducir el uso de los cuerpos de agua superficiales. Estas fuentes pueden utilizarse solo si llegan a cumplir con los criterios de calidad, el agua que se utilizará tendrá que ser compatible con el yacimiento que se va a fracturar, si el agua no llega a cumplir con estos criterios, las compañías petroleras procederán a un tratamiento, empleando diferentes tecnologías para cada uno de los parámetros a evaluar. Para lograr los volúmenes de agua necesarios también se dispone de varios campos de producción para llevar a cabo la operación de fracturamiento hidráulico.

Para la reutilización del agua de retorno se debe tener una concentración de sólidos disueltos baja ya que si la cantidad es significativa se requiere de tratamientos más avanzados para lograr remover los materiales disueltos, esto con el fin de alcanzar la calidad de agua requerida y pueda

ser empleada nuevamente. A medida que el agua se recicla y se utiliza la composición química se vuelve más compleja por consiguiente la estrategia de la reutilización del agua de retorno está limitada ya que necesita que se lleven a cabo estimulaciones hidráulicas adicionales.

### **6.3. Tecnologías de tratamiento para las diferentes alternativas de agua**

El uso o generación del agua en la industria del petróleo, proviene de actividades como lo son la exploración, producción, transporte y refinación, en la fase de producción el consumo llega a ser más alto con un 91,72% del agua total. La fase de producción en la industria del petróleo, introduce actividades como vertimientos domésticos, aguas de producción, reinyección para recobro mejorado, inyección como destino final y vertimientos de cuerpo de agua.

Existe diferentes métodos de tratamiento de agua para aplicar, en caso tal el agua a reutilizar no cumpla con los parámetros y características requeridas como base de un fluido fracturante, la técnica más empleada es la mezcla o dilución con agua potable, filtración, electrocoagulación, y tratamientos químicos (este proceso se muestra en la figura 11).

A la hora de escoger el tratamiento más óptimo, se tiene en cuenta la aplicación del agua que se desea después de haber sido utilizada en diferentes procesos tales como las aguas residuales, aguas de producción, agua retornada, agua captada o agua de fracturamientos posteriores, una estimación adecuada de los costos económicos de los tratamientos deseados para el agua generaría la facilidad y rentabilidad de la tecnología a aplicar.

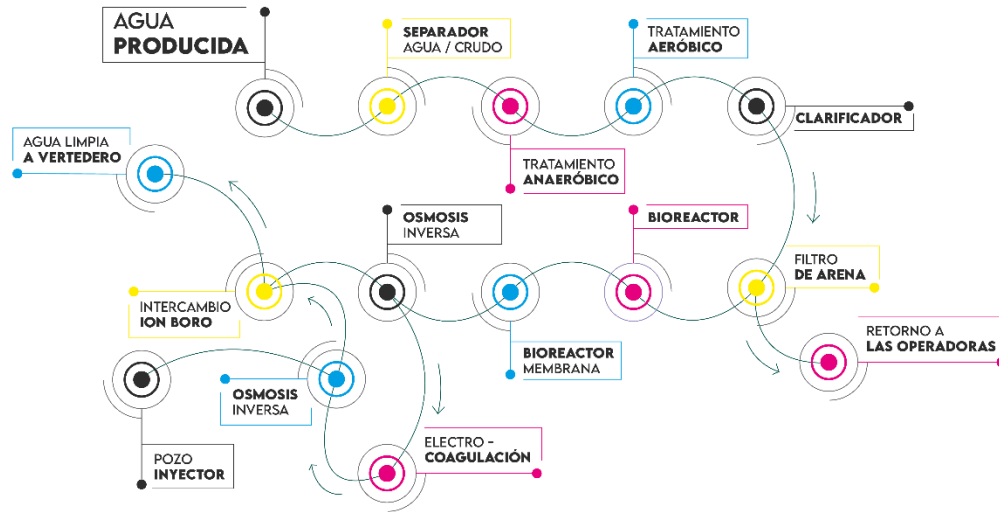


Figura 11. Tecnologías de tratamientos para las diferentes alternativas de agua.

### 6.3.1. Tratamientos físicos

A continuación, la tabla 20 presenta las principales tecnologías para la remoción de aceite y grasa en abundancia de 1000 mg/L.

Tabla 20  
Tecnologías para la remoción de grasas y aceites con base en el tamaño de partícula

<u>Tecnología</u>	<u>Rango de remoción</u>	<u>Características</u>	<u>Principales hallazgos</u>	<u>Referencia</u>
Separador API	$D_p > 150 \mu\text{m}$	Rendimiento depende del tiempo de retención y efectos de adición de coagulantes o floculantes	Ineficiente con aceite emulsionado	Veil et al. (2004)
Separador de placas corrugadas	$D_p > 40 \mu\text{m}$	Depende de las diferencias de densidad, viscosidad, temperatura y régimen de flujo	Ineficiente con aceite emulsionado y presenta mejor desempeño acoplado al	Arnold y Stewart (2008)

			separador API, altos tiempos de retención	
Flotación por gas inducido	$D_p > 3 \mu\text{m}$	Saturación del agua con el burbujeo de aire/gas	Bajos tiempos de retención en comparación al sistema de gas disuelto y alta eficiencia de remoción	Broussard (2003)
Hidrociclones	$D_p > 15 \mu\text{m}$	La eficiencia aumenta con la adición de unidades en serie. La caída de presión se debe controlar	Funciona con altas concentraciones de aceite, altos costos de mantenimiento y susceptible a incrustaciones	Arnold y Stewart (2008)
Filtración membrana	por $D_p > 0.01 \mu\text{m}$	Columna empacada con perlas poliméricas de tamaño de poro de 0.01 a 10um	Extrae eficientemente aceite disperso y compuestos aromáticos policíclicos	Lee et al. (2002)

Nota: Los tamaños de partícula sirven como criterios de selección, permitiendo determinar los tiempos de retención en las unidades, los requerimientos energéticos y los costos de mantenimiento asociados.

Nota: Adaptado de Mesa, S. L., Orjuela, J. M., Ortega Ramírez, A. T., & Sandoval, J.-A. (2018).

Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana. *Gestión y Ambiente*, 21(1), 87-98.

### ***Remoción de compuestos orgánicos disueltos (COD)***

Para reducir las concentraciones de COD existen tecnologías que permiten la eliminación de hidrocarburos disueltos en pequeñas gotas de aceite durante el proceso.

**Adsorción:** Remueve el hidrocarburo libre.

**Oxidación:** Reduce la demanda química y biológica de oxígeno en el agua, con la finalidad de obtener bajos contenido de aceite y grasa ( $< 1000$  mg/L) en la entrada de las unidades, principalmente en la adsorción, previniendo la saturación del material que adsorbe, el material adsorbente, está compuesto de carbón activado, materiales naturales orgánicos, zeolita, arcillas y polímeros sintéticos asegurando un buen desempeño, esto ocurre empleando ozono, peróxido de hidrogeno y radiación ultravioleta (UV) entre otros.

**Evaporación:** La evaporación es un tratamiento que descarta la posibilidad de hacer un procedimiento físico o químico posterior, ya que con la adicción de calor latente al agua de alimentación ocasiona vapor que se condensa en agua pura.

Los tubos que tienen mayor coeficiente de transferencia de calor son los evaporadores de tubo vertical, ahorran costos energéticos y disminuyen la posibilidad de incrustaciones en la tubería.

A continuación, se ilustra la tabla 21 con las consideraciones principales de cada tecnología.

Tabla 21

*Tecnologías para la remoción de compuestos orgánicos disueltos*

<u>Tecnología</u>	<u>Tipo</u>	<u>Características</u>	<u>Principales hallazgos</u>	<u>Referencia</u>
	Carbón activado	Empleado para la remoción de benceno, tolueno y trazas de crudo, con altos tiempos de retención y dependiente del tamaño de poro	Depende del proceso de activación del carbón, obtiene remociones del 50 – 75% y es ineficiente si se tienen altas concentraciones en el alimento	Gallup et al. (1996)
Adsorción	Zeolita	Empleado para la remoción de BTEX (benceno, tolueno, etilbenceno y	Eficiente de remoción entre el 70 – 80%, altos costos de regeneración y	Hansen y Davis (1994)

		xileno), módulos compactos	alta relación con la hidrofobicidad	
	Nuez	Empleado para la remoción de aceite y trazas de crudo	Remoción entre el 62 – 81%, y concentraciones finales promedio de 1.5 mg/L, materia prima económica	Yang te al. (2002)
	Nano compuestos	Empleado para la remoción de aceite y trazas de crudo	En los primeros 100 minutos reduce en 50% la concentración inicial de hidrocarburos emulsionados	Villegas et al. (2017)
	Polímeros	Remoción de benceno, tolueno y crudo	Polímero a base de polietileno tereftalato (PET) o poliestireno, remoción de hasta el 99% con concentraciones finales <0.05 mg/L	Crini (2005)
Extracción	Solvente	Remoción de grasas libres o disueltas	Altos costos por uso del solvente y regeneración	(Deng et al., 2002)
Oxidación	Fotocatalítica solar	Remoción de carbón orgánico total, fenoles, BETEX y TPH (hidrocarburos totales de petróleo)	Remoción >80% BTEX, >98% TOC, >62% fenoles y >75% TPH. Alta influencia del pH Y del catalizador (comúnmente dióxido de titanio)	Cho et al. (2006)
	UV/Ozono	Remoción de ácidos nafténicos, amonio e hidrocarburos aromáticos	Remociones mayores al 80%, efectos negativos de iones cloro y bicarbonatos, así	Li et al. (2006)

como de pH  
alcalino

Nota: Adaptado de Mesa, S. L., Orjuela, J. M., Ortega Ramírez, A. T., & Sandoval, J.-A. (2018).

Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana. *Gestión y Ambiente*, 21(1), 87-98.

### 6.3.2. Tratamientos con membrana bajo cambios de presión

Para el tratamiento de aguas de producción en la industria del petróleo, se emplean algunas tecnologías que utilizan alta presión por medio de membranas para lograr una filtración de contaminantes del agua de producida.

Las tecnologías de microfiltración (MF), ultrafiltración (UF), nanofiltración (NF) y ósmosis inversa (RO), son utilizados, como las técnicas más comunes de purificación, permitiendo la actualización continua del tipo y característica de la membrana para obtener un rendimiento mayor.

En la tabla 22 se ilustra diferentes aplicaciones y rangos de remoción para el agua de producción.

Tabla 22  
*Tecnologías con membranas para el tratamiento de agua*

<u>Tecnología</u>	<u>Especificaciones</u>	<u>Características</u>	<u>Principales hallazgos</u>	<u>Referencia</u>
Microfiltración	10 – 0.1µm	Remoción de bacterias, virus, sólidos suspendidos, fenoles, COD, TOC	Tasas de remoción del 92% para aceites, 50% fenoles, 40% COD y 25% TOC. Desempeño mejorado con pretratamiento. Problemas de	Zhong et al. (2003)

				saturación de la membrana	
Ultrafiltración	$0.05 - 5 \times 10^{-3} \mu\text{m}$	Remoción de proteínas, virus, grasas, coloides, cobre, zinc, BTX		Remoción del 95% de hidrocarburos totales, 60% BTX y 96% de cobre y zinc. Mejora con membranas cerámicas, que reduce la probabilidad de saturación	Faibish y Cohen (2001)
Nanofiltración	$5 \times 10^{-3} - 5 \times 10^{-4} \mu\text{m}$	Remoción de pesticidas, herbicidas, iones divalentes, Detergentes, BTEX		Remoción de sales en un 95%, agua recuperada 90%, 100% Eliminación BTEX y fenoles	Peng et al. (2004)
Ósmosis Inversa	$1 \times 10^{-4} - 1 \times 10^{-5} \mu\text{m}$	Remoción de iones metálicos, ácidos, sales acuosas, resinas naturales, TDS Y TOC		Remoción del 95 - 99%, altos costos para reemplazar la membrana	Agenson et al. (2003)

Nota: Adaptado de Mesa, S. L., Orjuela, J. M., Ortega Ramírez, A. T., & Sandoval, J.-A. (2018).

Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana. *Gestión y Ambiente*, 21(1), 87-98.

#### 6.4. Revestimiento de un pozo para fracturamiento hidráulico

Debido a que los yacimientos no convencionales presentan baja permeabilidad, en el proceso de fracturamiento hidráulico se requiere perforar horizontalmente para abarcar distancias mayores en el yacimiento, la técnica de perforación se logra con un mejor éxito perforando primero verticalmente hasta llegar a la profundidad de la roca generadora, la broca toma una dirección hasta alcanzar los 90 grados, pasando horizontalmente por el yacimiento cubriendo la mayor parte

del área de la formación, esta técnica es aplicada para aumentar la tasa de producción en el pozo, ya que cuando se perfora horizontalmente se cubre una mayor área en la zona prospecta que cuando se perfora verticalmente.

Cuando se procede a perforar un pozo, se necesita construir un revestimiento que no permita el colapso ni la filtración de agua en el transcurso de la perforación, el revestimiento también permite que los fluidos producidos de la formación se transporten a superficie sin llegar a filtrarse a la formación o acuíferos.

El revestimiento de pozos perforados en yacimientos no convencionales, sea vertical u horizontal, se realizan en diferentes etapas que cubre el tramo del pozo, los revestimientos van de un mayor diámetro a un menor diámetro, teniendo una forma telescópica.

Según la resolución 90341 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía, presenta los requerimientos necesarios para la exploración y explotación en yacimientos no convencionales. En el artículo 11 de esta resolución presenta los requerimientos necesarios de cada uno de los revestimientos que se construyen para la cementación en pozos exploratorios y de desarrollo.

A continuación, la figura 12 muestra el revestimiento de un pozo para operaciones en yacimientos no convencionales.

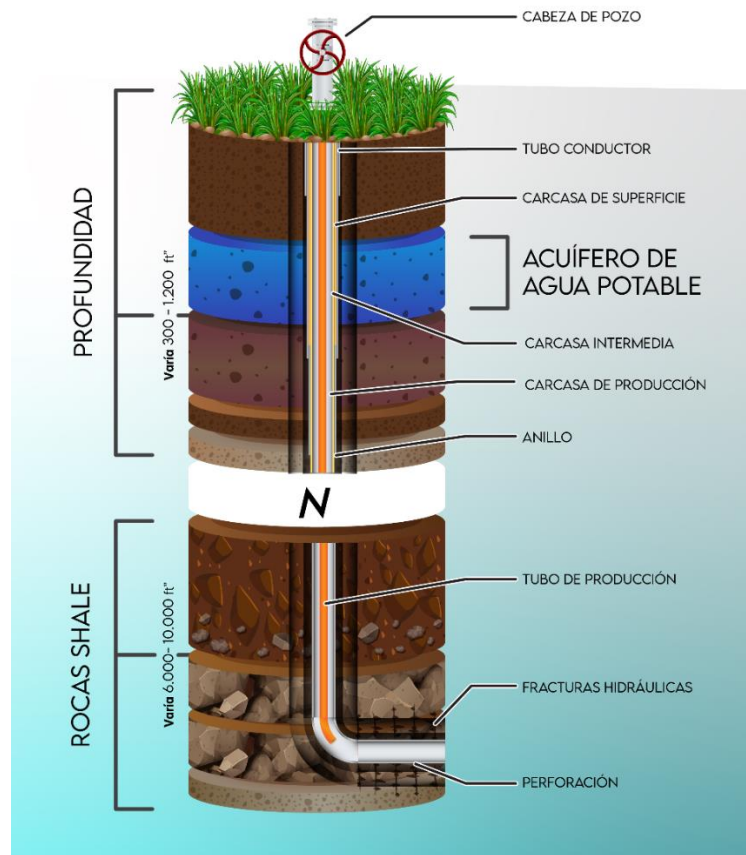


Figura 12. Revestimiento de un pozo para yacimientos no convencionales.

#### 6.4.1. Revestimiento conductor y superficial

- Debe cementarse hasta la superficie.
- Se utiliza el método de bombeo y sello para asegurar el asentamiento del cemento.
- El revestimiento debe cementarse hasta una profundidad no menos de 150 pies por debajo del acuífero que se puede utilizar para el consumo humano.
- Si se encuentra formaciones geológicas que contengan acuíferos salinos a distancia cercanas a los acuíferos para consumo humano debe colocarse el revestimiento antes de los acuíferos salinos y aislarlo totalmente del acuífero para consumo humano con el revestimiento siguiente y posterior cementación.

- e) El revestimiento debe sentarse con un traslape que no sea mayor del 5% de la profundidad del revestimiento que le sigue, excepto que formaciones geológicas o problemas de ingeniería obstruya la construcción de este.
- f) Al revestimiento se le debe hacer una prueba de presión.
- g) Donde el cemento no retorne hasta la superficie en las maniobras iniciales del trabajo de cementación y se observen cemento deficiente:
  - ✓ Se debe informar al Ministerios de Minas y Energía por medio de un escrito la situación con un plan de acción correctivo.
  - ✓ Se deben detener las actividades de perforación del pozo hasta que el revestimiento este cementado de la manera correcta.
  - ✓ Cuando se ejecutan las acciones necesarias, se podrá continuar con las actividades de perforación del pozo, enviando una notificación al Ministerios de Minas y Energía que la cementación del revestimiento se realizó con éxito.
- h) En pozos exploratorios, en los siguientes 10 pies a la perforación del zapato del revestimiento superficial, en tanto la formación geológica no impida o se encuentre una formación virgen, se ejecuta una prueba de integridad a la formación para determinar la presión inicial de fractura de la formación en el zapato, esta prueba se debe realizar por lo menos a un pozo por cada arreglo de pozos.

#### **6.4.2. Revestimiento intermedio**

- a) El revestimiento debe ser cementado hasta por lo menos 500 pies por encima del zapato del mismo revestimiento, esto debe realizarse si las condiciones geológicas lo impiden, de no ser así, se debe probar en el formulario 6 (informe de terminación oficial).
- b) Se utiliza el método de bombeo y sello para asegurar el asentamiento del cemento.

- c) Al revestimiento se le debe hacer una prueba de presión.
- d) Si se observa deficiencia en la cementación:
  - ✓ Se debe informar al Ministerio de Minas y Energía por medio de un escrito la situación con un plan de acción correctivo.
  - ✓ Se deben detener las actividades de perforación del pozo hasta que el revestimiento este cementado de la manera correcta.
  - ✓ Cuando se ejecutan las acciones necesarias, se podrá continuar con las actividades de perforación del pozo, enviando una notificación al Ministerios de Minas y Energía que la cementación del revestimiento se realizó con éxito.
- e) Si se ha llegado a formaciones que contenga crudo, gas o fluidos corrosivos, el revestimiento intermedio debe ser cementado en totalidad de la zona productiva para que los fluidos no migren en el espacio anular de la tubería y revestimientos ya perforados.
- f) Para el revestimiento intermedio se debe pasar un registro tipo CBL que verifique la calidad de la cementación en todas las secciones expuestas a formaciones que contengan crudo, gas o fluidos corrosivos. Los registros tipo CBL deben ser enviados al Ministerio de Minas y Energía, con la interpretación y análisis de los registros tomados.
- g) En pozos exploratorios, en los siguientes 10 pies a la perforación del zapato del revestimiento superficial, en tanto la formación geológica no impida o se encuentre una formación virgen, se ejecuta una prueba de integridad a la formación para determinar la presión inicial de fractura de la formación en el zapato, esta prueba se debe realizar por lo menos a un pozo por cada arreglo de pozos.
- h) El cemento del revestimiento debe soportar una resistencia compresiva de 300 psi en 24 horas y 800 psi en 72 horas.

**6.4.3. Revestimiento productor**

- a) El revestimiento debe ser cementado hasta por lo menos 500 pies por encima del zapato del mismo revestimiento, esto debe realizarse si las condiciones geológicas lo impiden, de no ser así, se debe probar en el formulario 6 (informe de terminación oficial).
- b) Se utiliza el método de bombeo y sello para asegurar el asentamiento del cemento.
- ✓ La cementación en pozos horizontales del revestimiento productor se hace de acuerdo a los numerales 3a y 3b del artículo presente, y las zonas productivas podrán ser aisladas por empaques, para el sellamiento de las zonas productoras dentro del anular del revestimiento de producción. En caso de que se tome la decisión de no utilizar empaques en el revestimiento o tubería de producción, se utiliza una herramienta multietapas de cementación por encima del tope del empaque exterior y se debe cementar hasta llegar el anular del revestimiento de producción al menos 500 pies por encima de la zona productiva más superficial.
- c) El cemento del revestimiento debe soportar una resistencia compresiva de 300 psi en 24 horas y 800 psi en 72 horas.
- d) Para el revestimiento de producción se debe pasar un registro tipo CBL que verifique la calidad de la cementación en todas las secciones expuestas a formaciones que con contengan crudo, gas o fluidos corrosivos. Los registros tipo CBL deben ser enviados al Ministerio de Minas y Energía, con la interpretación y análisis de los registros tomados.
- e) Al revestimiento se le debe hacer una prueba de presión.
- f) Si se observa deficiencia en la cementación:
  - ✓ Se debe informar al Ministerios de Minas y Energía por medio de un escrito la situación con un plan de acción correctivo.

- ✓ Se deben detener las actividades de perforación del pozo hasta que el revestimiento este cementado de la manera correcta.
- ✓ Cuando se ejecutan las acciones necesarias, se podrá continuar con las actividades de perforación del pozo, enviando una notificación al Ministerio de Minas y Energía que la cementación del revestimiento se realizó con éxito.

Para la perforación en yacimientos no convencionales se suele implementar pozos multilaterales con el fin de obtener un punto común vertical para luego perforar en sentido horizontal circundando el eje vertical, con esta técnica se busca lograr un mayor aprovechamiento en los yacimientos no convencionales disminuyendo costos de perforación, construcción de plataformas y de facilidades de producción adicionales.

A la hora de perforar y fracturar no hay un paso a seguir o una regla, ya que solo depende de la diferencia de las características de la formación y de las empresas prestadoras de servicio que emplean rangos de diámetros y longitudes al pozo y profundidades que se acondicionan al pozo con diferentes profundidades y espesores de la formación de shale gas. La industria del petróleo para el diseño de revestimiento esta estandarizada por el American Petroleum Institute en las especificaciones 5CT.

### **6.5. Estrategias ajustadas a la Política Nacional para la gestión integral del recurso hídrico en Colombia**

En Colombia la normativa ambiental sobre el recurso hídrico contempla aspectos tales como saneamiento básico y agua potable, ordenación, manejo de vertimientos, planes de ahorro, uso eficiente del agua y planificación de los diferentes ecosistemas que contienen este recurso

(humedales, aguas subterráneas, ciénagas, mares y costas). La Política Nacional para la gestión integral del recurso hídrico, tiene como finalidad cuantificar, caracterizar y optimizar la demanda de agua en el país (Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, 2010). Para lograr el objetivo se ha diseñado cuatro estrategias de acción:

- El incremento de la utilización de tecnologías ahorrativas y que brinden un uso eficiente del agua.
- Acoger programas para reducir las pérdidas de agua durante el proceso y mejorar la infraestructura obsoleta existente de abastecimiento de agua por una más avanzada.
- Implementar programas de uso eficiente y ahorro de agua, en empresas de acueducto y alcantarillado, riesgo y drenaje, producción hidroeléctrica y demás usuarios, priorizados en el Plan Hídrico Nacional.
- Desarrollar e implementar mecanismos que promuevan cambios en hábitos de consumo no sostenibles en los usuarios del agua. Por ejemplo, la modificación del proceso. En vez de realizar la disposición del agua de retorno, se reusa y se recicla.

Las compañías petroleras se ven obligadas al cuidado del agua y de las fuentes hídricas, pero no es solo obligación de un solo sector, sino de todos los sectores que hacen participe del consumo del recurso hídrico para el crecimiento económico tanto de una región como del país. Las compañías petroleras con las actividades de fracturamiento buscan un desarrollo y crecimiento progresivo en las reservas del país, que las poblaciones no se vean afectadas sin satisfacer sus necesidades en los recursos hídricos para las generaciones actuales y futuras.

## 7. Conclusiones

De acuerdo con la revisión de los requisitos de calidad del agua para preparación de fluido de fracturamiento, es posible afirmar que no es necesaria la utilización de agua “fresca” o agua potable o aprovechable por las comunidades, de los cuerpos de agua superficiales o sub-superficiales.

Los valores máximos aceptables de los parámetros de interés del agua para la preparación de fluidos de fracturamiento, tales como los Cloruros, los TDS, son relativamente altos; Con lo cual es posible utilizar aguas residuales industriales de la industria petrolera o incluso de otros procesos industriales, sin mayores requerimientos de tratamiento.

De acuerdo con la revisión de literatura y la información recopilada en este estudio, se identificaron dos fuentes alternativas de agua para el proceso de fracturamiento hidráulico en el sur del Cesar, tales como: aguas de producción de campos en explotación y aguas de retorno de las mismas operaciones, ya que estas aguas con la implementación de tecnologías de tratamiento adecuadas podrían alcanzar los rangos de valores aceptables, para los criterios de calidad para la preparación de fluido de fractura.

A partir de los casos de estudio analizados de los Estados Unidos, se observó que la reutilización y aprovechamiento del agua de retorno es una estrategia viable para reducir el uso de agua fresca en las operaciones de fracturamiento hidráulico. Lo cual optimiza el manejo del agua, ya que se reduce en gran medida la captación, transporte, tratamiento y disposición de agua.

Aunque no se cuenta con información completa por parte de las autoridades ambientales nacionales ni regionales de las aguas de producción en el Valle Medio del Magdalena, ni con información precisa y específica de la demanda de agua de un proyecto de fracturamiento

hidráulico en particular; el gran número de campos en producción, la etapa de madurez en la que se encuentran y los cortes de agua que se estiman, permiten inferir que se cuenta con volumen suficiente para soportar las operaciones de fracturamiento hidráulico. Incluso si la producción diaria no fuera suficiente, la discontinuidad de las operaciones de fracturamiento permitiría desarrollar una estrategia de almacenamiento que permitiera acumular los volúmenes requeridos para la estimulación.

## **8. Recomendaciones**

Para obtener un mayor beneficio de la reutilización y aprovechamiento del agua de retorno y de producción se requiere que el porcentaje de recobro del fluido de retorno sea mayor, por ello es de gran interés nuevos conocimientos para aumentar este porcentaje, dado que se podrá usar una mayor cantidad de agua para la preparación del fluido de fractura y minimizar el uso de agua de cuerpos superficiales.

Llevar a cabo un análisis económico financiero de las actividades desarrolladas en los procesos de manejo de estas fuentes alternativas de agua en toda la operación.

**Referencias bibliográficas**

- Al-Ghouti, M. A., Al-Kaabi, M. A., Ashfaq, M. Y., & Da'na, D. A. (2019). *Produced water characteristics, treatment and reuse: A review*. *Journal of Water Process Engineering*, 28, 222-239. <https://doi.org/10.1016/j.jwpe.2019.02.001>
- Arthur, J. D. (s. f.). *Water Resources and Use for Hydraulic Fracturing in the Marcellus Shale Region*. 22.
- Arthur, J. D., Bohm, B., & Layne, M. (2009). *Considerations for development of Marcellus Shale gas*. 4.
- Beecroft, S., & Svarczkopf, T. (2014). *Appalachia Shale Gas Water Management Best Practices*. SPE International Conference on Health, Safety, and Environment, Long Beach, California, USA. <https://doi.org/10.2118/168568-MS>
- Best, L. C., & Lowry, C. S. (2014). *Quantifying the potential effects of high-volume water extractions on water resources during natural gas development: Marcellus Shale, NY*. *Journal of Hydrology: Regional Studies*, 1, 1-16. <https://doi.org/10.1016/j.ejrh.2014.05.001>
- Bonapace, J. C., Alric, F. G., Angeloni, A., & Zangari, L. (2015). *Water Management: What We Have Learned and What We Need to Consider for Developing a Shale Play in Argentina*. SPE Latin American and Caribbean Health, Safety, Environment and Sustainability Conference, Bogotá, Colombia. <https://doi.org/10.2118/174118-MS>
- Boschee, P. (2014). *Produced and Flowback Water Recycling and Reuse: Economics, Limitations, and Technology*. *Oil and Gas Facilities*, 3(01), 16-21. <https://doi.org/10.2118/0214-0016-OGF>

- Boyer, E. W., Swistock, B. R., Clark, J., Madden, M., & Rizzo, D. E. (2012). *The impact of Marcellus Gas Drilling on Rural Drinking Water Supplies* (p. 28). Pennsylvania State University.
- Bryant, J. E., & Haggstrom, J. (2012). *An Environmental Solution to Help Reduce Freshwater Demands and Minimize Chemical Use*. SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition, Vienna, Austria. <https://doi.org/10.2118/153867-MS>
- Buijs, H., & Ponce, J. (2018). *An Engineered Approach to Hydraulically Fracture the Vaca Muerta Shale*. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition, The Woodlands, Texas, USA. <https://doi.org/10.2118/189866-MS>
- Chen, Y., He, L., Guan, Y., Lu, H., & Li, J. (2017). *Life cycle assessment of greenhouse gas emissions and water-energy optimization for shale gas supply chain planning based on multi-level approach: Case study in Barnett, Marcellus, Fayetteville, and Haynesville shales*. *Energy Conversion and Management*, 134, 382-398. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.12.019>
- Chittick, E. A., & Srebotnjak, T. (2017). *An analysis of chemicals and other constituents found in produced water from hydraulically fractured wells in California and the challenges for wastewater management*. *Journal of Environmental Management*, 204, 502-509. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2017.09.002>
- Clark, C. E., & Veil, J. A. (2009). *Produced Water Volumes and Management Practices in the United States*. U.S. Department of Energy.
- Coughlin, B. J., & Arthur, J. D. (2011). *Cumulative Impacts of Shale-Gas Water Management: Considerations and Challenges*. SPE Americas E&P Health, Safety, Security, and Environmental Conference, Houston, Texas, USA. <https://doi.org/10.2118/142234-MS>

- Gestión del agua en la exploración y explotación de reservorios no convencionales en el área de influencia de la cuenca Neuquina.* (p. 15). (2013). Instituto Argentino del petróleo y del gas.
- Ground Water protection Council, & ALL Consulting. (2009). *Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer.*
- Gupta, I., Rai, C., Sondergeld, C. H., & Devegowda, D. (2018). *Rock Typing in Eagle Ford, Barnett, and Woodford Formations.* SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 21(03), 654-670. <https://doi.org/10.2118/189968-PA>
- Hall, B. E., & Larkin, S. D. (1989). *On-Site Quality Control of Fracture Treatments.* Journal of Petroleum Technology, 41(05), 526-532. <https://doi.org/10.2118/15014-PA>
- Halldorson, B. (2013). *Successful Oilfield Water Management 5 Unique Case Studies.* 18.
- Harris, P. C. (1988). *Fracturing-Fluid Additives.* Journal of Petroleum Technology, 40(10), 1277-1279. <https://doi.org/10.2118/17112-PA>
- Harry, D. N., Mallory, M., & Tucker, S. (2017). *Method for Estimating and Analyzing for TOC of Hydraulic Fracturing Fluids.* SPE International Conference on Oilfield Chemistry, Montgomery, Texas, USA. <https://doi.org/10.2118/184531-MS>
- Hayes, T. (2009). *Sampling and Analysis of Water Streams Associated with the Development of Marcellus Shale Gas.* Gas Technology Institute.
- Horner, P., Halldorson, B., & Slutz, J. A. (2011). *Shale Gas Water Treatment Value Chain—A Review of Technologies, including Case Studies.* SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA. <https://doi.org/10.2118/147264-MS>
- IDEAM. (2019). *Estudio Nacional del Agua 2018.*
- Khatib, Z., & Verbeek, P. (2002). *Water to Value—Produced Water Management for Sustainable Field Development of Mature and Green Fields.* 4.

- Kondash, A., & Vengosh, A. (2015). *Water Footprint of Hydraulic Fracturing*. *Environmental Science & Technology Letters*, 2(10), 276-280. <https://doi.org/10.1021/acs.estlett.5b00211>
- Lester, Y., Ferrer, I., Thurman, E. M., Sitterley, K. A., Korak, J. A., Aiken, G., & Linden, K. G. (2015). *Characterization of hydraulic fracturing flowback water in Colorado: Implications for water treatment*. *Science of The Total Environment*, 512-513, 637-644. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2015.01.043>
- López, K. D. L., & Arias, V. R. (2017). *Análisis del cumplimiento de los vertimientos de las aguas residuales de perforación y producción en los campos de Santander durante el 2014-2016, según la resolución 0631 del 2015*. 0631, 98.
- Lord, P., Weston, M., Fontenelle, L. K., & Haggstrom, J. (2013). *Recycling Water: Case Studies in Designing Fracturing Fluids Using Flowback, Produced, and Nontraditional Water Sources*. SPE Latin-American and Caribbean Health, Safety, Environment and Social Responsibility Conference, Lima, Peru. <https://doi.org/10.2118/165641-MS>
- Mesa, S. L., Orjuela, J. M., Ortega Ramírez, A. T., & Sandoval, J.-A. (2018). *Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana*. *Gestión y Ambiente*, 21(1), 87-98. <https://doi.org/10.15446/ga.v21n1.69792>
- Mielke, E., Diaz A., L., & Narayanamurti, V. (2010). *Water Consumption of Energy Resource Extraction, Processing, and Conversion, A review of the literature for estimates of water intensity of energy-resource extraction, processing to fuels, and conversion to electricity*. Energy Technology Innovation Policy Discussion Paper Series, Harvard Kennedy School, Harvard University.
- Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. (2010). *Política Nacional para la Gestión integral del Recurso Hídrico* (p. 128).

- Moore, S. (2012). *Gas works?: Shale gas and its policy implications*. Policy Exchange.  
<http://www.policyexchange.org.uk/images/publications/gas%20works%20-%20feb%2012.pdf>
- Navarro, A. de la V., & Villegas, J. R. (2015). *El Gas de Lutitas (Shale Gas) en México. Recursos, explotación, usos, impactos*. *Economía UNAM*, 12(34), 79-105.  
[https://doi.org/10.1016/S1665-952X\(15\)30006-2](https://doi.org/10.1016/S1665-952X(15)30006-2)
- Patel, P. S., Robart, C. J., Ruegamer, M., & Yang, A. (2014). *Analysis of US Hydraulic Fracturing Fluid System and Proppant Trends*. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA. <https://doi.org/10.2118/168645-MS>
- Paugh, L. O. (2008). *Marcellus Shale Water Management Challenges in Pennsylvania*. SPE Shale Gas Production Conference, Fort Worth, Texas, USA. <https://doi.org/10.2118/119898-MS>
- Taylor, T. L., Bergeron, E., Mulligan, C., & Bourque, B. (2014). *Demonstrating Social Responsibility in Water Management Decisions*. Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, USA. <https://doi.org/10.15530/urtec-2014-1922591>
- Tipton, D. S. (2014). *Mid-Continent Water Management for Stimulation Operations*. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA. <https://doi.org/10.2118/168593-MS>
- Torres, L., Yadav, O. P., & Khan, E. (2016). *A review on risk assessment techniques for hydraulic fracturing water and produced water management implemented in onshore unconventional oil and gas production*. *Science of The Total Environment*, 539, 478-493.  
<https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2015.09.030>
- Trombetta, J. C. (2012). *El agua en la explotación de yacimientos no convencionales*. 10.

- Usuriaga, J. M., & Castillo, R. D. (s. f.). *Desarrollo de un fluido de fractura base Guar-Boro compatible con aguas de producción y retorno post-fractura*. 12.
- Vasiliu, C. C., Pierce, D., & Bertrand, K. (2012). *Challenging Wastewater Treatment*. International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production, Perth, Australia. <https://doi.org/10.2118/157615-MS>
- Vazquez, O., Mehta, R., Mackay, E., Linares-Samaniego, S., Jordan, M., & Fidoie, J. (2014). *Post-frac Flowback Water Chemistry Matching in a Shale Development*. SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition, Aberdeen, Scotland. <https://doi.org/10.2118/169799-MS>
- Veil, J. A. (2010). *Water management technologies used by Marcellus Shale Gas Producers*. <https://doi.org/10.2172/984718>
- Veil, J. A., Puder, M. G., Elcock, D., & Redweik, R. J., Jr. (2004). *A white paper describing produced water from production of crude oil, natural gas, and coal bed methane*. <https://doi.org/10.2172/821666>
- Verma, S., & Marfurt, K. (2014). *A Way of TOC Characterization on Barnett and Woodford Shale*. AAPG Mid-Continent Meeting, 12.
- Watts, R. (2013). *A Day in the Life of a Barrel of Water: Evaluating Total Life Cycle Cost of Hydraulic Fracturing Fluids*. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. 16. <https://doi.org/10.2118/166113-MS>
- Weissenberger, M. C., & Dhillon, S. (2014). *Interrelationship of Weak Organic Acids, Bases, pH and HPLC Analysis Method in Produced Waters*. SPE/CSUR Unconventional Resources Conference – Canada, Calgary, Alberta, Canada. <https://doi.org/10.2118/171650-MS>
- Younger, P. L. (2007). *Groundwater in the environment: An introduction*. Blackwell Pub.

Zhang, Y., & Ehlig-Economides, C. (2014). *Accounting for Remaining Injected Fracturing Fluid in Shale Gas Wells*. Unconventional Resources Technology Conference, Denver, Colorado, USA. <https://doi.org/10.15530/urtec-2014-1892994>