

ESTRATEGIA PARA EL USO EFICIENTE Y SOSTENIBLE DEL AGUA DE RETORNO  
EN PROYECTOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN ROCA GENERADORA

DIEGO ALBERTO ORTIZ FLORIÁN

PROYECTO INTEGRAL DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE MAGISTER EN  
GESTIÓN AMBIENTAL PARA LA COMPETITIVIDAD

DIRECTOR  
DIANA MARCELA CUESTA PARRA  
INGENIERA QUÍMICA

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
MAESTRÍA EN GESTIÓN AMBIENTAL PARA LA COMPETITIVIDAD  
BOGOTÁ D.C

2022

## NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

---

---

---

---

Nombre del director

Firma del Director

---

Nombre

Firma del presidente Jurado

---

Nombre

Firma del Jurado

---

Nombre

Firma del Jurado

Bogotá, D.C. septiembre de 2022

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García Peña

Vicerrector Académico de Recursos Humanos

Dr. Luis Jaime Posada Garcia-Peña

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretario General

Dr. José Luis Macías Rodríguez

Decano Facultad de Ingenierías

Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto

Directora de programa

Dra. Nubia Liliana Becerra Ospina

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

## DEDICATORIA

En primer lugar, quiero dedicar el desarrollo de este proyecto a mi madre, Clemencia Florián Sánchez, porque su amor y apoyo incondicional ha sido invaluable en mi vida, siempre ha estado a mi lado en los proyectos que he decidido realizar; es la voz de aliento que me impulsa cuando creo que no voy a lograr cumplir algún objetivo; es mi polo a tierra tanto para las cosas buenas como para las no tan buenas. Jamás me he planteado su ausencia porque sin ella yo simplemente no existiría.

También quiero dedicar este logro a los seres queridos que me han acompañado en este proceso. Empezando por mi hermano, Rafael Mauricio Florián Corredor, que aún desde la distancia se las ingenia para recordarme que siempre está conmigo y que es un apoyo incondicional. A mis amigos de la vida, que yo los veo como hermanos, Diana Díaz, Germán Hernández, Andrés Maya y Zamir Murcia. A mis tíos Blanca, Cecilia, Rafael y Alvaro (QEPD) porque en muchos momentos me han recordado que valgo demasiado y que no debo arrepentirme de quien soy y lo que he hecho.

Finalmente, doy gracias a Dios por permitir que las personas nombradas hagan parte de mi vida.

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor presenta sus agradecimientos a todas las personas que brindaron su apoyo y parte de su tiempo para realizar este trabajo de grado.

A la directora de este proyecto, la profesora Diana Marcela Cuesta, por su acompañamiento, apoyo, conocimiento y confianza en el desarrollo de esta iniciativa.

A los docentes de la Maestría en Gestión Ambiental para la competitividad de la Fundación Universidad de América, quienes a lo largo de este periodo de formación académica me han transmitido su conocimiento y experiencia.

A la Fundación Universidad de América por su apoyo y acompañamiento en el desarrollo de esta etapa profesional.

Al Ingeniero Diego Guzmán, que me apoyó durante el desarrollo del proyecto y orientó en aspectos muy relevantes para poder culminar el trabajo de manera satisfactoria.

A la Ingeniera Juanita Gil y su equipo de trabajo en ConocoPhillips por sus valiosos aportes relacionados con la experiencia de la compañía en la exploración y explotación de yacimientos no convencionales.

## TABLA DE CONTENIDO

	pág
<b>RESUMEN</b>	<b>12</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>14</b>
<b>OBJETIVOS</b>	<b>16</b>
<b>1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b>	<b>17</b>
<b>2. MARCO TEORICO</b>	<b>19</b>
2.1 Hidrocarburos convencionales y no convencionales	19
2.1.1 <i>Reservorio convencional (yc)</i>	20
2.1.2 <i>Reservorio no convencional (YNC)</i>	21
2.2 Fracturamiento hidráulico	24
2.3 Fluidos de fractura	26
2.3.1 <i>Tipos de fluido de fractura</i>	28
2.3.2 <i>Aditivos del fluido de fractura</i>	29
2.4 Fluido de retorno ( <i>flowback</i> )	34
2.5 Yacimientos no convencionales en el mundo	36
2.5.1 <i>Cuenca Sichuan (Sichuan Basin) – China</i>	36
2.5.2 <i>Formación Marcellus (Marcellus shale) – USA</i>	37
2.5.3 <i>Cuenca Denver-Julesburg (DJ basin) – USA</i>	38
2.5.4 <i>Formación Duvernay (Duvernay Formation) - Canadá</i>	39
2.5.5 <i>Neuquen - Argentina</i>	40
2.6 Superdecisiones	41
2.6 Antecedentes legales	42
<b>3. METODOLOGÍA</b>	<b>44</b>
3.1 Etapa 1: identificación de las características del agua de retorno ( <i>flowback</i> ) y tecnologías para el tratamiento de agua	44
3.2 Etapa 2: diseño básico del proceso aplicable para el tratamiento de agua de retorno procedente de la actividad de fracturamiento hidráulico en roca generadora	47
3.3 Etapa 3: formulación de alternativas para el aprovechamiento del agua de retorno después del tratamiento.	49

<b>4. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS</b>	<b>50</b>
4.1 Caracterización de fluidos de retorno en procesos de fracturamiento hidráulico en roca generadora.	50
4.1.1 pH	51
4.1.2 Demanda Química de Oxígeno (DQO)	53
4.1.3 Sólidos Suspendedos Totales (TSS)	54
4.1.4 Grasas y Aceites	55
4.1.5 Iones y Sólidos disueltos totales (TDS)	56
4.1.6 Metales y Metaloides	58
4.1.7 Hidrocarburos	60
4.2 Sistemas de tratamiento	61
4.2.1 Tratamientos Físicos	63
4.2.2 Tratamientos Químicos	68
4.2.3 Tratamientos Térmicos	73
4.3 Planteamiento del proceso aplicable para el tratamiento de agua de retorno procedente de la actividad de fracturamiento	74
4.3.1 Características de entrada del fluido	74
4.3.2 Elección de operaciones unitarias	79
4.3.3 Diseño, modelación y simulación de la alternativa elegida	91
4.4 Formulación de alternativas para el aprovechamiento del agua de retorno después del tratamiento.	112
4.4.1 Recirculación del agua tratada	114
4.4.2 Reúso del agua tratada	122
4.4.3 Disposición final	126
<b>5. CONCLUSIONES</b>	<b>128</b>
<b>6. RECOMENDACIONES</b>	<b>129</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>130</b>
<b>GLOSARIO</b>	<b>140</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>142</b>

## LISTA DE FIGURAS

	pág
<b>Figura 1</b> <i>Yacimientos Convencionales (YC) y No Convencionales (YNC)</i>	23
<b>Figura 2</b> <i>Estimulación Hidráulica</i>	24
<b>Figura 3</b> <i>Presiones que gobiernan una fractura</i>	25
<b>Figura 4</b> Incremento de concentración del agente sostén	26
<b>Figura 5</b> Tecnologías de Tratamiento	62
<b>Figura 6</b> Electrocoagulación	70
<b>Figura 7</b> Esquema general de matriz de selección en Superdecisions	86
<b>Figura 8</b> Ponderación criterio Parámetros Controlados en Superdecisions	87
<b>Figura 9</b> Ponderación criterio Costo en Superdecisions	88
<b>Figura 10</b> Ponderación sub criterio Eficiencia en Superdecisions	89
<b>Figura 11</b> Ponderación sub criterio Variables Operativas en Superdecisions.	91
<b>Figura 12</b> Ponderación sub criterio Eficiencia vs Variables Operativas en Superdecisions	90
<b>Figura 13</b> Resultado de evaluación en Superdecisions	91
<b>Figura 14</b> Layout de la alternativa elegida	92
<b>Figura 15</b> Demanda de agua estimada en procesos de fracturamiento hidráulico en Colombia	93
<b>Figura 16</b> Variables de diseño dimensional de un separador API	96
<b>Figura 17</b> Reactores para electrocoagulación tipo batch	104
<b>Figura 18</b> Dimensiones de los electrodos	105
<b>Figura 19</b> Osmosis inversa	110
<b>Figura 20</b> Columna de Burbujeo	127

## LISTA DE TABLAS

	<b>pág</b>
<b>Tabla 1</b> Características de Yacimientos Convencionales y No Convencionales	23
<b>Tabla 2</b> Características de fluido de retorno en la formación Marcellus en Pensilvania	35
<b>Tabla 3</b> pH del fluido de retorno en proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora	52
<b>Tabla 4</b> DQO del fluido de retorno en proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora	53
<b>Tabla 5</b> TSS del fluido de retorno en proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora	54
<b>Tabla 6</b> Grasas y aceites en el fluido de retorno en proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora	56
<b>Tabla 7</b> TDS y iones en el fluido de retorno en proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora	57
<b>Tabla 8</b> Metales y metaloides en el fluido de retorno en proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora (parte 1)	58
<b>Tabla 9</b> Metales y metaloides en el fluido de retorno en proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora (parte 2)	59
<b>Tabla 10</b> Hidrocarburos en el fluido de retorno en proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora	61
<b>Tabla 11</b> Clasificación de los filtros según distintos criterios	65
<b>Tabla 12</b> Coagulación y Floculación	69
<b>Tabla 13</b> Parámetros Fisicoquímicos críticos – Parte 1	75
<b>Tabla 14</b> Parámetros Fisicoquímicos críticos– Parte 2	76
<b>Tabla 15</b> Analogía entre las formaciones Eagle Ford y La Luna	78
<b>Tabla 16</b> Tecnologías de tratamiento (parte 1)	80
<b>Tabla 17</b> Tecnologías de tratamiento (parte 2)	81
<b>Tabla 18</b> Ventajas y Desventajas de la Electrocoagulación	85
<b>Tabla 19</b> Parámetros de entrada - parte 1	94
<b>Tabla 20</b> Parámetros de entrada - parte 2	95

<b>Tabla 21</b> Dimensionamiento de separador API	99
<b>Tabla 22</b> Dosificaciones de ozono	100
<b>Tabla 23</b> Dimensionamiento de la celda de electrocoagulación	107
<b>Tabla 24</b> Resultados de la simulación	111
<b>Tabla 25</b> Manejo del agua de retorno en el área de Pennsylvania - formación Marcellus en 2012	113
<b>Tabla 26</b> TDS promedio en aguas de retorno	116
<b>Tabla 27</b> Costo total de un pozo en la formación Montney usando agua fresca	118
<b>Tabla 28</b> Costo total de un pozo en la formación Montney usando agua fresca y agua de retorno (relación 50 - 50)	118
<b>Tabla 29</b> Parámetros reológicos de soluciones de FGM	121
<b>Tabla 30</b> Criterios de calidad para uso agrícola	123
<b>Tabla 31</b> Criterios de calidad para uso industrial	124

## RESUMEN

La Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) reportó que Colombia podría triplicar sus reservas en los próximos 10 a 15 años dado que, según los cálculos realizados por la entidad, la explotación de yacimientos no convencionales podría representar cerca de 31.000 millones de barriles de petróleo y más de 200 terapiés cúbicos de gas natural (Rosas, M., 2021).

El manejo eficiente y sostenible del recurso hídrico en proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora es de vital importancia teniendo en cuenta la alta demanda de agua que requieren para su desarrollo. Encontrar un sistema (conjunto de operaciones unitarias) para implementar la recirculación y/o reúso del fluido de retorno (*flowback*) es clave para ejecutar proyectos de esta índole en el país sin impactar de forma significativa el medio ambiente.

Este proyecto de investigación buscar identificar los parámetros críticos del agua de retorno de procesos de fracturamiento hidráulico en el extranjero desarrollados en países como Estados Unidos, Canadá, Argentina, China, entre otros; junto con las tecnologías que están siendo utilizadas para su control mediante el tratamiento del efluente, con el ánimo de entregar una estrategia para el uso eficiente y sostenible del agua mediante el diseño teórico de las etapas del proceso, la simulación del sistema propuesto y la relación de usos finales que se le pueda dar al agua tratada.

Para la identificación de las características del agua recuperada se recopilamos caracterizaciones de 7 proyectos de fracturamiento hidráulico ejecutados en el extranjero junto con los datos obtenidos en las pruebas extensas desarrolladas en el Valle Medio del Magdalena y se compararon con los valores máximos permisibles para vertimiento y re uso recopilados en las resoluciones 0631 de 2015 y 1207 de 2014. Así mismo, se registraron y describieron las diferentes técnicas de tratamiento de agua utilizadas en este tipo de proyectos. Posteriormente, se realizó la selección de operaciones unitarias del sistema propuesto, el diseño básico de cada técnica y la

simulación del proceso completo. Finalmente, se realizó la identificación de los posibles usos del fluido tratado de acuerdo con sus características y lo exigido por la legislación nacional.

**Palabras clave:** Yacimiento, reservorio, fracturamiento hidráulico, agua recuperada, fluido de retorno (*flowback*), tratamiento, recirculación, re uso, disposición final, caracterización, hídrico, recurso.

## INTRODUCCIÓN

Para la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales se ha implementado a nivel mundial la técnica de fracturamiento hidráulico (Guanhua, 2018), en países como Estados Unidos, Canadá, México, Argentina, Reino Unido, China, entre otros. Esta técnica ha sido bastante discutida por la sociedad en general debido a los altos volúmenes de agua, entre 5 y 12 millones de galones por pozo (Fierro, 2012), que se requieren para realizar la operación, teniendo en cuenta que el recurso hídrico es parte vital de la supervivencia del ser humano. Por tal motivo, las compañías que adelantan este proceso han tenido que implementar sistemas para minimizar el impacto y ejecutar la operación de la forma más responsable posible, tales como tratamiento físico químico, sistemas de filtración, sistemas de desinfección, entre otros; priorizando el bienestar colectivo y colocando como objetivo fundamental el cuidado del medio ambiente.

En los mencionados países se han implementado diferentes tipos de sistemas de tratamiento para el reúso, reutilización y/o disposición final de los fluidos de retorno (fluido de fractura y agua de producción) que han demostrado una alta eficiencia (Usuriaga, 2016). En el caso de países en los cuales ya el procedimiento está en etapa de desarrollo y se han perforado varios pozos, el agua procedente de aquellos que ya se encuentran en producción puede ser acondicionada como fluido de fractura de los posteriores. Cuando el agua requiere ser dispuesta también se han desarrollado procesos para hacerlo de manera responsable, teniendo en cuenta que la misma debe ser tratada y cumplir con la normatividad ambiental de cada país para su disposición final.

El agua de retorno cuenta con parámetros críticos (metales pesados como arsénico y cromo, presencia de benceno-tolueno-etilbenceno-xileno/BTEX, metano, ácido sulfhídrico, entre otros) que preocupan a las autoridades ambientales, ya que no tienen claro cuál será el manejo que podrían darle las compañías a estos residuos para que el proceso sea ambientalmente sostenible. Por lo anterior se requiere estudiar y

profundizar sobre los diferentes procesos de tratamiento que involucren medios convencionales, tales como la coagulación, floculación, filtrado; junto con procesos de alta tecnología que permitan remover los elementos críticos de interés y así garantizar un adecuado manejo del agua de retorno.

El manejo eficiente y sostenible del recurso hídrico toma vital importancia para el desarrollo de este tipo de proyectos, teniendo en cuenta la alta demanda de agua que requieren. Encontrar un sistema (conjunto de operaciones unitarias) realmente eficiente para implementar la recirculación o reúso del fluido es clave para poder ejecutar proyectos de esta índole en el país sin afectar de forma significativa el medio ambiente.

## **OBJETIVOS**

### **Objetivo general**

Estructurar una estrategia para el uso eficiente y sostenible del agua de retorno en proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora.

### **Objetivos específicos**

- Determinar mediante revisión bibliográfica las características del agua de retorno de acuerdo con experiencias internacionales identificando elementos nocivos y/o de interés.
- Identificar tecnologías para el tratamiento de aguas de retorno procedentes del fracturamiento hidráulico en roca generadora.
- Proponer un proceso aplicable para el tratamiento de agua de retorno procedente de la actividad de fracturamiento hidráulico en roca generadora.
- Formular alternativas para el aprovechamiento del agua de retorno después del tratamiento.

## 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El cuidado y conservación del recurso hídrico en Colombia es una preocupación de diferentes entes gubernamentales, tales como el Ministerio del medio ambiente, Autoridad nacional de licencias ambientales y corporaciones regionales; que controlan y regulan la captación, uso, tratamiento y disposición de agua, buscando que se realice una manipulación ambientalmente responsable del fluido. La industria de exploración y explotación de hidrocarburos ha sido sometida a rigurosos controles respecto al manejo del agua a lo largo de los años y ante tal seguimiento ha tenido que evolucionar para cumplir con la normatividad ambiental actual, como es el caso de la Resolución 0631 de 2015 que establece los límites máximos permisibles en los vertimientos. De otra parte, es importante demostrar que este sector de la economía puede ser ambientalmente responsable.

Para poder atravesar la transición energética que se avecina con el objetivo de implementar energías más limpias y mantener las reservas de hidrocarburos (petróleo y gas) requeridas para que el país continúe con su curso regular, se requiere la explotación de recursos ubicados en áreas de difícil acceso y que necesitan de la implementación de técnicas alternativas (Asociación Colombiana del Petróleo [ACP], 2017, p. 2). Un ejemplo de ello es la utilización de la técnica de fracturamiento hidráulico para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales en roca generadora.

El fracturamiento hidráulico es una técnica para facilitar la extracción de petróleo y gas en yacimientos no convencionales, que ocurre en rocas de baja permeabilidad y que requiere la utilización de altos volúmenes de agua para realizar el proceso de fractura. El uso de agua fresca durante cada operación es un inconveniente mayor teniendo en cuenta que se genera un gasto excesivo del recurso hídrico (*United States Environmental Protection Agency [EPA], 2016, p. 10*) y otra de las grandes preocupaciones radica en la presencia de hidrocarburos de diferentes tipos, metales pesados, carga sólida y carga microbiana en el agua después del proceso de

fracturamiento. Estos contaminantes requieren ser removidos del fluido para una posterior reutilización y/o re uso. Por ello, es necesario encontrar la forma de implementar estrategias de economía circular que permitan cerrar el ciclo en el proceso; la forma ideal de hacerlo es mediante la reutilización o re uso de aguas de retorno luego de acondicionarlas con procesos para el tratamiento y que estas puedan ser utilizadas en procesos de fractura posteriores o en otro tipo de actividades.

Por lo expuesto anteriormente el proyecto busca proponer un conjunto de operaciones unitarias para realizar el tratamiento al agua de retorno con el objetivo de reutilizarla en posteriores trabajos de fracturamiento (Nygaard, 2012, p. 33), preparación de lodos de perforación o fluidos de completamiento, riego de vías o cualquier otra actividad que requiera el uso del recurso hídrico, basado en experiencias en otros países en los cuales los proyectos de fracturamiento hidráulico se encuentran en etapa de desarrollo y así contribuir a la iniciativa de valorización de residuos que ha tomado fuerza a nivel mundial, así como continuar implementando medidas de economía circular en el sector de hidrocarburos.

## **2. MARCO TEORICO**

Colombia ha producido petróleo y gas con técnicas tradicionales y en yacimientos convencionales por más de un siglo. Sin embargo, la demanda energética nacional aumenta de manera sostenida, entre un 48% a un 21% respecto al consumo actual (Ministerio de Minas y Energía [Minenergía], 2020, p. 6) tomando como referencia el periodo comprendido entre 2020 y 2050; y aunque los diferentes países buscan migrar hacia energías alternativas, para poder soportar su crecimiento progresivo se requiere atravesar una transición energética que involucra a los hidrocarburos. Por ello, se hace necesario darle paso a la exploración y producción en yacimientos no convencionales en roca generadora, donde Colombia tiene un alto potencial de reservas, del orden de 31.000 millones de barriles y más de 200 terapiés cúbicos de gas natural (Rosas, M., 2021), que permitirían garantizar su seguridad energética y continuar aportando al crecimiento económico del país y al desarrollo de las regiones.

### **2.1 Hidrocarburos convencionales y no convencionales**

Los hidrocarburos son compuestos orgánicos formados principalmente por cadenas de carbono e hidrógeno que se originan en el subsuelo debido a la transformación química de la materia orgánica depositada con rocas sedimentarias de grano fino (formadas a partir de la precipitación de sedimentos ubicadas en zonas deprimidas de la corteza terrestre) en el pasado geológico (Lovecchio et al., 2015, p. 41).

Al depositarse, los sedimentos sepultan consigo restos de fitoplancton y zooplancton. Estos restos de microorganismos son, junto con las algas y el material vegetal, portadores de materia orgánica que, al depositarse en un ambiente anaerobio, es preservada sin que llegue a descomponerse. Con el soterramiento, los sedimentos se transforman en rocas y al incrementar la profundidad a la cual se depositan estas son sometidas a mayores temperaturas. Así, los restos de microorganismos ricos en materia orgánica contenidos en sedimentos finos (roca madre o roca generadora) se transforman en kerógeno (materia precursora del petróleo). Cuando la roca madre

alcanza una temperatura en torno a los 90°C, el kerógeno (Lovecchio et al., 2015, p. 41) comienza a ser transformado en hidrocarburo líquido. En este caso se dice que la roca madre ingresa en ventana de petróleo.

Luego de que se da la formación de petróleo este se va acumulando en los poros de la formación sedimentaria, incrementando paulatinamente su volumen y presión, hasta que es expulsado hacia las rocas circundantes. Cuando la roca madre alcanza los 130°C (Lovecchio et al., 2015, p. 42) comienza a producir hidrocarburo gaseoso, ingresando en la denominada “ventana de gas” y empobreciéndose gradualmente en kerógeno residual.

Al iniciar el proceso de migración de los hidrocarburos procedentes de la roca madre hacia las rocas o formaciones circundantes, estos se desplazan en un camino preferentemente ascendente encontrando formaciones porosas y permeables que los alojan. Posteriormente, son retenidos al encontrar un elemento denominado “barrera” que sirve de sello impermeable y permite acumular el recurso. Al conjunto constituido por la formación porosa (roca reservorio) y la barrera impermeable (roca sello) se le denomina trampa. Se conocen muchas clasificaciones de trampas, pero básicamente pueden ser:

- Estructurales: Conformadas por pliegues y/o bloques limitados por fallas.
- Estratigráficas: Conformadas por cambios en la geometría o características del reservorio (acuñamiento, pérdida de porosidad o de permeabilidad, etcétera).
- Combinadas: Trampas definidas por componentes tanto estructurales como estratigráficos.

### **2.1.1 Reservorio convencional (yc)**

Son yacimientos en donde las fuerzas de flotabilidad mantienen los hidrocarburos en la trampa por debajo de un nivel de sello. En este tipo de reservorios, las características porosas y permeables de la formación y las características del fluido (gas, condensado

y/o petróleo) permiten que el hidrocarburo fluya con relativa facilidad hacia el pozo. En estas acumulaciones, es crítica la existencia de una trampa que evite la fuga del hidrocarburo en su ascenso hacia la superficie (Lovecchio et al., 2015, p. 42).

En los yacimientos convencionales es normal encontrar una columna de agua alojada debajo del petróleo o del gas acumulado debido a las propiedades de densidad y flotabilidad del hidrocarburo. En general, estos reservorios suelen ser explotados con tecnología tradicional, sin mayor dificultad técnica y con buen caudal al ser intervenidos con pozos verticales. Generalmente, no se requiere realizar estimulaciones especiales para mejorar sustancialmente la permeabilidad del reservorio y así tener una producción relativamente económica.

### **2.1.2 Reservorio no convencional (YNC)**

Incluyen aquellos yacimientos que se explotan usando medios que no responden a los criterios de lo que actualmente es considerado como “convencional”. Los reservorios no convencionales requieren la aplicación de más y moderna tecnología para su explotación y los volúmenes a recuperar son sustancialmente mayores que en los convencionales. En la actualidad, el término *no convencional* en la industria del petróleo y del gas se utiliza para hacer referencia a los yacimientos cuya porosidad, permeabilidad, mecanismo de entrapamiento u otras características difieren respecto de los reservorios catalogados como tradicionales (Candellero y Delgado, 2018, p. 6). Como sub categorías de reservorios no convencionales se incluyen los siguientes:

- Gas metano de carbón (*coalbed methane* o CBM): El metano se encuentra en estado casi líquido revistiendo el interior de los poros y/o en fracturas abiertas como gas libre (Lovecchio et al., 2015, p. 43).
- Hidratos de gas (*gas hydrates*): Es hielo con gas encerrado en su estructura cristalina, donde el gas es principalmente metano de origen biogénico producido a partir de la descomposición de materia orgánica en sedimentos de fondos marinos,

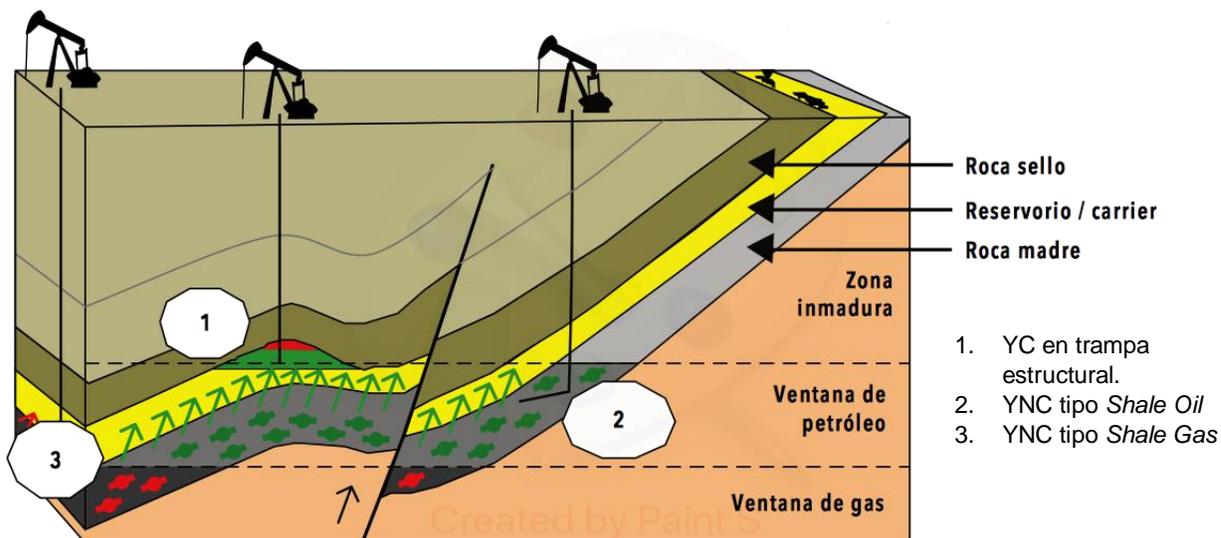
aunque también puede ser termogénico atrapado en la estructura cristalina del hielo en su migración hacia la superficie. Si bien es un recurso que comprende volúmenes muy importantes, no hay, por el momento, tecnologías seguras para explotarlo y se encuentra en una etapa de investigación y experimentación (Lovecchio et al., 2015, p. 43).

- Reservorios fracturados: Rocas que presentan fracturas naturales donde se aloja el hidrocarburo y cuya característica principal es su baja porosidad de matriz.
- Gas de arenas compactas (*tight gas*): Este término se utiliza para describir reservorios, mayormente arenosos, pero también carbonáticos, de muy baja permeabilidad al gas. Es un término ambiguo ya que puede incluir acumulaciones de gas en trampas convencionales con contactos de agua. Para facilitar la fluencia de los hidrocarburos hacia el pozo, el reservorio es estimulado mediante trabajos de fracturas hidráulicas. Se denomina fractura hidráulica el proceso de inyectar agua y arenas a alta o muy alta presión en una roca a fin de generar, artificialmente fracturas que aumenten la conexión entre los espacios porosos y mejoren su permeabilidad; el agua a presión fractura la roca y la arena actúa como sostén de la misma, evitando que se vuelva a cerrar. Este concepto será profundizado más adelante.
- Gas o petróleo de lutitas (*shale gas-shale oil*): Los términos *shale gas* y *shale oil* describen rocas de grano fino, ricas en materia orgánica (lutitas) capaces de producir hidrocarburos en forma comercial cuando son estimuladas mediante fracturas hidráulicas. En estos yacimientos, la roca generadora actúa al mismo tiempo como reservorio y sello (Lovecchio et al., 2015, p. 43).

En la Figura 1. Se pueden observar los diferentes tipos de reservorios que existen y en la Tabla 1. Se describen algunas características de los yacimientos convencionales y no convencionales.

**Figura 1**

Yacimientos Convencionales (YC) y No Convencionales (YNC)



**Nota.** La figura representa los diferentes tipos de yacimientos de petróleo y gas. Tomado de: Lovecchio, J., Marshall, P., Rébora, L. y Vergani, G. (2015). Hidrocarburos convencionales y no convencionales. ResearchGate. 23 (134). pp. 41-48.

**Tabla 1**

Características de Yacimientos Convencionales y No Convencionales

Yacimientos Convencionales	Yacimientos No Convencionales Tipo <i>Shale</i>
Existencia de una roca reservorio porosa y permeable para la acumulación de hidrocarburos.	Existencia de una roca reservorio de muy baja porosidad y permeabilidad.
Acumulación relacionada a una trampa con una roca impermeable que evita su fuga.	No necesita de una trampa para su acumulación, debido a que los hidrocarburos se alojan en la roca madre.
Normalmente presentan dentro del reservorio un límite definido o una separación inferior, entre los hidrocarburos y el agua.	No hay límites definidos entre los hidrocarburos y el agua en la roca que los aloja.
Normalmente no necesitan estimulaciones (mejora artificial de la permeabilidad) para producir. Cuando lo requieren es a una escala mucho menor que la de los no convencionales.	Necesitan estimulación artificial para producir (fracturación) de gran envergadura.
Predominan los pozos verticales sobre los horizontales.	Mejor producción con pozos horizontales.

**Nota:** Esta tabla muestra las diferentes características de los yacimientos convencionales y no convencionales. Tomado de: Lovecchio, J., Marshall, P., Rébora, L. y Vergani, G. (2015). Hidrocarburos convencionales y no convencionales. ResearchGate. 23 (134). pp. 41-48.

## 2.2 Fracturamiento hidráulico

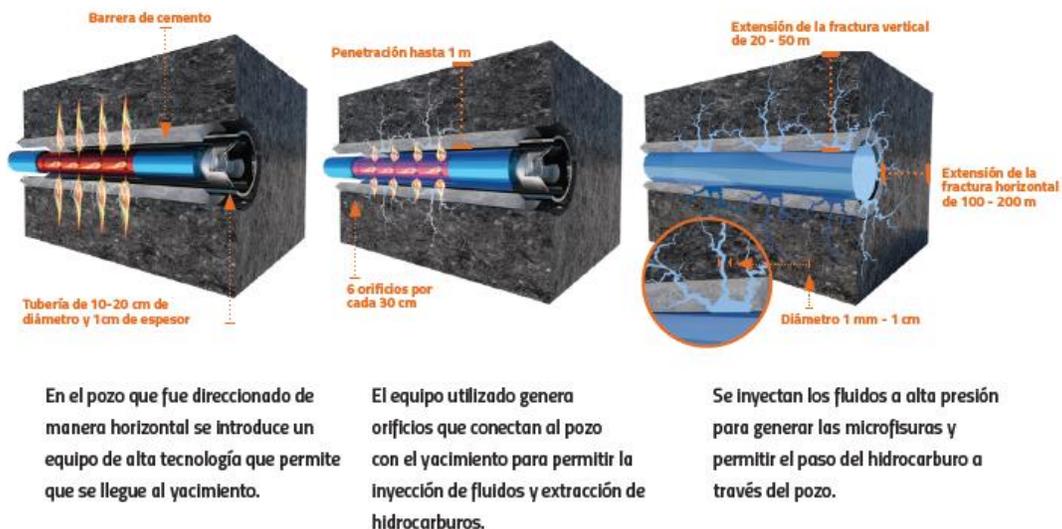
Es una técnica de extracción de petróleo y gas en yacimientos no convencionales que ocurre en rocas de baja permeabilidad generadoras de hidrocarburos. A nivel técnico se conoce la técnica como Fracturamiento Hidráulico multietapa en Pozos Horizontales (FH-PH).

Esta técnica involucra la combinación de tres operaciones de uso común en la industria de exploración y explotación de hidrocarburos: perforación vertical, perforación horizontal y estimulación hidráulica multietapa.

Luego de pasar por las etapas de perforación vertical y horizontal se procede a la fase de estimulación hidráulica. El objetivo de esta actividad es generar microfisuras en la roca y con ello permitir que el petróleo y/o el gas fluyan de manera controlada a la superficie a través del pozo (Figura 2).

**Figura 2**

*Estimulación Hidráulica*



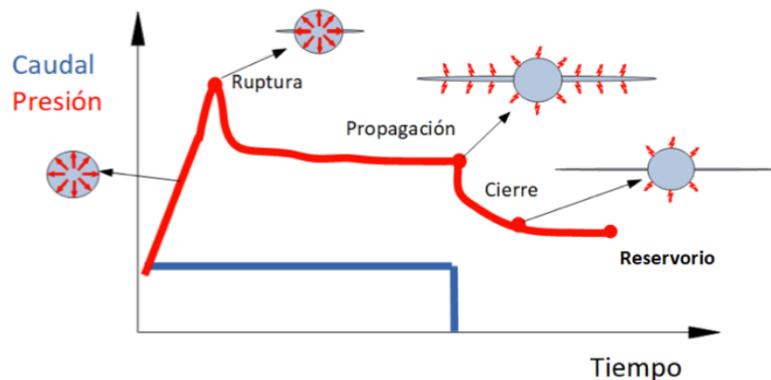
**Nota:** La figura representa el proceso de fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales. Tomado de: Asociación Colombiana del Petróleo [ACP] (2017). ¿Por qué debemos darle la oportunidad al *fracking* en Colombia? Guía para entenderlo. p.p. 3.

Para fracturar se inyecta fluido a alto caudal y consecuentemente alta presión dentro de la formación. Esta presión es energía que se transmite a través del fluido para generar fracturas en la roca.

Si se bombea líquido de propiedades constantes, a caudal constante, se verá un aumento de la presión por la expansión del *casing* hasta alcanzar la presión de ruptura. Esta implica un exceso de presión porque durante la perforación y terminación, los esfuerzos de la roca son modificados en la cercanía del pozo. Una vez sobrepasado este umbral, se inicia la fractura, la cual empezará a crecer gobernada por la presión de propagación, presión necesaria para continuar abriendo la fractura. Si en este momento se cortara el bombeo, la fractura se cerraría eventualmente (Figura 3).

**Figura 3**

*Presiones que gobiernan una fractura*



**Nota:** La figura representa los diferentes perfiles de caudal y presión respecto al tiempo en procesos de fracturamiento hidráulico. Tomado de Candellero, M. y Delgado M. (2018). Reutilización de agua de *flowback* en fracturas no convencionales [Trabajo de grado] Universidad Nacional de Momahue.

Sólo fracturar la formación no genera la producción. Por lo anterior, luego de generada la fractura se debe ubicar un agente de sostén dentro de la misma (agente apuntalante). La función del agente es mantener la fractura abierta y formar un camino altamente conductivo desde el reservorio hasta el pozo perforado. El agente

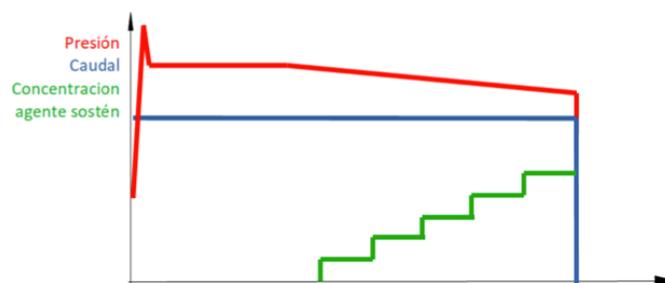
apuntalante puede consistir en arena fina seleccionada y/o material sintético (Candellero y Delgado, 2018, p. 18).

En primera instancia se bombea un bache de fluido limpio denominado “PAD” (colchón), cuya finalidad es la de abrir la fractura y generar la mayor complejidad posible. Luego de abierta la fractura se bombean consecutivamente varios baches de fluido en los que se va incrementando la concentración de agente sostén (Figura 4). Para asegurar el transporte del agente dentro de la fractura, el fluido debe tener capacidad de transporte, propiedad caracterizada por la viscosidad. Al continuar el bombeo aumenta el ancho de fractura, por lo que se puede variar el diámetro del agente sostén al progresar la fractura, además de su concentración.

Al detener el bombeo, el fluido dentro de la fractura empieza a filtrarse dentro de la formación y la fractura se achica hasta quedar apoyada sobre el agente sostén. En ese momento se alcanza lo que se denomina “presión de cierre”. Esta presión es específica para cada reservorio y es definida como la contrapresión que se resiste a la apertura de la fractura y está relacionada directamente con las propiedades geo mecánicas de la roca (tensión mínima). Cuando la presión se estabiliza se alcanza la denominada *presión de reservorio* (Candellero y Delgado, 2018, p. 19).

**Figura 4**

*Incremento de concentración del agente sostén*



**Nota:** La figura representa la relación entre el incremento de la concentración del agente sostén respecto a la presión y caudal en procesos de fracturamiento hidráulico. Tomado de: Candellero, M. y Delgado M. (2018). Reutilización de agua de *flowback* en fracturas no convencionales [Trabajo de grado] Universidad Nacional de Momahue.

## 2.3 Fluidos de fractura

Es el fluido inyectado a alta presión para realizar la operación de fracturamiento y consiste en una mezcla compuesta principalmente por agua (95%), agente sostén (4.5%) y algunos aditivos químicos de uso común en otras industrias (0.5%). (Asociación Colombiana del Petróleo [ACP], 2017, p. 3).

Los compuestos químicos comúnmente adicionados al fluido de fractura incluyen desinfectantes bactericidas, controladores de pH, reductores de fricción, rompedores de geles, agentes surfactantes, controladores de arcillas, activadores de gel, un agente ácido, gelificantes o espesantes, inhibidores de corrosión, entre otros.

Los fluidos de fractura están diseñados para cumplir varios requerimientos, los cuales incluyen:

- Generar el ancho necesario para permitir el flujo y relleno con el agente sostén.
- Causar bajas fricciones durante el flujo en la tubería.
- Ser capaces de suspender y transportar el agente sostén (viscosidad).
- Soportar los esfuerzos de corte al pasar por los punzados;
- Romperse luego de un tiempo prudente y calculado al finalizar el proceso de fractura.
- Ser compatibles con otros fluidos de formación y con la roca fracturada.
- No dejar residuos en la matriz y en el empaque
- Que su proceso de preparación sea seguro y factible dentro de la locación.
- Tener cierta flexibilidad y capacidad de ajuste de la viscosidad.
- Tener estabilidad a altas temperaturas
- Tener baja toxicidad para el medio ambiente.
- Mantener el menor costo posible.

### **2.3.1 Tipos de fluido de fractura**

Los fluidos de fractura se pueden clasificar según el fluido base que los conforma y las características del fluido generado. A grandes rasgos se pueden dividir en: base agua, base hidrocarburo, base espumas y emulsiones (Candellero y Delgado, 2018, p. 32).

- Fluidos base agua gelificados (lineal y entrecruzado): son los más frecuentemente utilizados, ya que son de bajo costo, son menos peligrosos tanto para la seguridad como para el medio ambiente, y son fáciles de preparar en la locación. La mayoría de los fluidos utilizados en la actualidad son suspensiones de polímeros de alto peso molecular en agua. A este fluido se lo llama gel lineal. A mayor concentración de polímero, mejores las cualidades del gel. Sin embargo, los geles lineales no tienen capacidad para transportar altas concentraciones de agente de sostén a largas distancias, hacia adentro de la fractura, ni capacidad para abrir un ancho suficiente para que entren estas altas concentraciones. Con este objetivo deberán ser entrecruzados, con un químico que crea enlaces entre moléculas. A este fluido reticulado se lo llama gel entrecruzado (*crosslinked*).
- Geles base hidrocarburos: son químicamente complejos, costosos y más delicados de manipular debido al compromiso ambiental. Se utilizan cuando el agua del fluido de fractura genera un daño severo a la formación al entrar en contacto con la roca (formaciones muy sensibles al agua).

El metanol es un fluido diseñado para pozos de gas seco, y para formaciones muy sensibles al agua. Es un fluido muy peligroso para manipular.

- Espumas: son utilizadas principalmente en reservorios de baja presión (depletados) para ayudar a la limpieza post fractura. Tienen altos costos operativos por el equipamiento y personal especializado necesario. Los fluidos energizados consisten en una fase líquida (base agua) y una gaseosa. Lo que llega a la formación es espuma. Al ser 30% líquido, son más compatibles con rocas sensibles al agua, tienen poca pérdida en formación y un buen transporte de agente de sostén.

Además, brindan energía extra a la formación, que junto a la baja presión hidrostática resultan en un recobro de fluido más fácil (Candellero y Delgado, 2018, p. 32).

- Fluidos base emulsión: son de usos muy específicos, caros, y muy poco utilizados, pero corren con la ventaja de poca pérdida de fluido, compatibilidad de formación y buena viscosidad en fondo. Se utilizan en fracturas de alta presión y baja temperatura.

Adicionalmente, existen fluidos de características ácidas que son utilizados en formaciones de baja permeabilidad, en rocas solubles al ácido (rocas carbonáticas como calizas y dolomitas). El ácido graba la cara de la fractura de forma desigual. Al cerrarse la misma, el resultado es un canal de alta conductividad. Se realizan fracturas cortas porque el ácido reacciona con la formación y se consume. Deben tomarse medidas para control de hierro y problemas de corrosión consecuentes al uso de ácidos en tuberías de metal (Candellero y Delgado, 2018, p. 33).

### **2.3.2 Aditivos del fluido de fractura**

Para el adecuado acondicionamiento del fluido de fractura deben agregarse diferentes aditivos con funciones específicas pero cuyo objetivo es aumentar la eficiencia del tratamiento. A continuación, se detallan los más importantes:

- Agentes gelificantes: son diseñados para incrementar la viscosidad. Son compuestos con base en polímeros; existe un amplio rango disponible que varía el pH de hidratación, temperatura de trabajo (estable) y residuo remanente.

Hoy en día, los polímeros derivados de la goma guar son los más utilizados en la industria. Las otras alternativas disponibles son los polímeros de celulosa y sus derivados. La goma guar es un producto natural (es producido por una planta originaria de India/Pakistán). Químicamente, se trata de una larga cadena de polisacáridos. Se hidrata fácilmente en agua fría para hacer un gel estable aún en

presencia de concentraciones moderadas de sales. Se lo considera generalmente como un fluido “sucio” porque contiene residuos insolubles (+/- 6 a 10%), pero alcanza altas viscosidades, permitiendo el transporte de grandes concentraciones de agente sostén, que no se consiguen con otros fluidos más “limpios”, por lo que el residuo remanente se toma como un efecto colateral necesario y se intenta controlar en la medida de lo posible. Los derivados de alto rendimiento dejan menos residuos, hidratan más rápido (mayor solubilidad en agua) y le dan mayor estabilidad térmica, pero son más sensibles al contenido de sales y sólidos disueltos en el agua (Candellero y Delgado, 2018, p. 38).

Se debe superar cierta concentración mínima para que se evidencie el aumento de la viscosidad, debido a la interacción entre las moléculas requerida para producir la viscosidad (a baja concentración las moléculas están alejadas, no interfieren). De manera similar un exceso de polímero provoca un incremento rápido de la viscosidad, las moléculas no tienen espacio suficiente y no llegan a hidratarse completamente. Debe trabajarse en las concentraciones de polímero intermedias entre estos 2 estados (entre  $C^*$  y  $C^{**}$ ).

- Complejizadores o entrecruzadores: son diseñados para aumentar drásticamente la viscosidad de un fluido gelificado, manteniendo esa viscosidad por largos periodos de tiempo y altas temperaturas. Define las características del sistema de fluidos. Son iones metálicos que generan uniones entre las cadenas largas del polímero del gel lineal. Los sistemas más usados se listan a continuación, según pH de activación y rango de temperatura de trabajo, siendo el más utilizado el Borato. Las turbulencias debidas al paso del fluido por los punzados generan altos valores de corte con lo cual se rompen los enlaces entre los polímeros y los iones del gel de entrecruzamiento. Los enlaces de boratos se reconectarán luego del esfuerzo de corte, produciendo una buena calidad de gel. Sin embargo, los zirconatos son mucho más sensibles al esfuerzo de corte y no se regeneran. Los fluidos base boratos tienen una estructura (malla) transitoria siempre. El estado de esta estructura depende de la velocidad de corte y de la composición del fluido. Si quedan estáticos

un tiempo suficiente para quedar relajado, entonces la decantación se hará en el modo de un fluido viscoso. Pero del momento que se aplica una pequeña velocidad de corte al fluido, su elasticidad se incrementa y el fluido reacciona para transportar correctamente el agente de sostén. O sea, los fluidos base boratos necesitan ser continuamente sometidos a un cierto grado de velocidad de corte, a fin de tener las propiedades elásticas que permiten una buena sustentación del agente de sostén (Candellero y Delgado, 2018, p. 39).

El borato puede estar presente bajo diferentes formas químicas. Cualquiera sea la manera que el boro sea agregado al fluido, el activador es siempre el ion mono borato ( $\text{BOH}_4$ ). La disponibilidad de este ion en el fluido depende de la concentración del activador, pero varía fuertemente con el pH y de la temperatura. Si la concentración de  $\text{BOH}_4$  es insuficiente el gel no tendrá la consistencia adecuada. Si hay demasiado  $\text{BOH}_4$ , entonces habrá exceso de reticulación intramolecular y el gel sufrirá sinéresis (sobre entrecruzamiento). Este efecto hace que el polímero se aglutina en grumos que flotan en el agua. Por lo tanto, esta mezcla no tiene capacidad de transporte del agente de sostén. El efecto es reversible al ajustar el pH y la temperatura (Candellero y Delgado, 2018, p. 40).

La matriz de la formación contiene sustancias como las arcillas que intercambian lentamente iones con el gel y hacen bajar su pH. Esto genera una disminución de la concentración de  $\text{BOH}_4$ . Si el pH baja lo suficiente, el fluido perderá capacidad de transporte.

- Ablandador (Buffer): su función es aumentar, disminuir o mantener el pH en el valor requerido. El pH es una variable crítica al momento de hidratar el polímero del gel lineal. Una vez hidratado, se puede modificar el pH y llevarlo al valor ideal para su reticulación, ya que el pH de entrecruzado suele ser diferente al pH requerido para la hidratación (para boratos se lleva el pH entre 9 y 9,5 para entrecruzar), proceso altamente dependiente de esta variable).

- Retardadores: un polímero completamente entrecruzado es extremadamente viscoso y resulta en un aumento excesivo de las pérdidas de carga por fricción durante el flujo en la tubería, para evitar esto se utilizan retardadores del entrecruzado. Un retraso ideal sería postergar el entrecruzado dentro de la cañería, pero asegurar un entrecruzado completo al momento de alcanzar los punzados. En la mayoría de las operaciones, el lugar más crítico (y por lo tanto donde es más importante la calidad del gel) es en la cercanía del pozo, en la zona donde el fluido cambia de dirección y de velocidad lineal para ir del pozo hasta la fractura en sí. También, en esta zona hay efectos de tortuosidades, por lo que antes de entrar, el fluido debe haber desarrollado toda su viscosidad (Candellero y Delgado, 2018, p. 40).
- Ruptores “breakers”: son diseñados para reducir la viscosidad del fluido al mínimo, luego de determinado tiempo, o a cierta temperatura. Así se asegura su fácil recuperación una vez finalizado el tratamiento y un residuo mínimo de polímeros. Los ruptores reducen el peso molecular de los polímeros cortando las largas cadenas poliméricas. Los más utilizados son oxidantes y enzimas. Los primeros por descomposición térmica (temperatura del reservorio) generan radicales que atacan el polímero en una reacción en cadena, suelen ir acompañados de catalizadores que aumentan la generación de radicales libres. Las enzimas trabajan a mayores rangos de pH, pero son activas a temperatura ambiente, por lo que se suelen encapsular, quedando dentro del empaque (que se rompe por presión y temperatura). Se relaciona la eficiencia de un ruptor con la permeabilidad remanente en el empaque luego de que el ruptor terminó su efecto. La permeabilidad remanente es la relación, en porcentaje, entre la permeabilidad existente en el empaque una vez terminada la limpieza del fluido inyectado, versus la permeabilidad que tendría el empaque limpio (Candellero y Delgado, 2018, p. 41).
- Bactericidas: controlan las colonias de bacterias, sobretodo, los sulfatos reductores, que se alimentan del polímero utilizado en los fluidos de fractura. En general, se

utilizan para prevenir el crecimiento de colonias, antes que exterminar una colonia existente.

- Inhibidor de Incrustaciones: se utilizan para prevenir la generación de incrustaciones. Las mismas pueden ocurrir cuando se producen cambios de temperatura o cuando dos químicos incompatibles se mezclan.
- Inhibidor de Corrosión: protegen a la cañería de fluidos inyectados altamente corrosivos (ácidos).
- Control de hierro: el hierro presenta problemas complejos y significantes en las operaciones de estimulación. En general, los ácidos disuelven los compuestos de hierro de los equipos y líneas, que luego se bombean a la formación. Sin un control efectivo de este ion, puede precipitar dentro de la formación. El precipitado se acumula con la producción del pozo, disminuyendo la permeabilidad (Candellero y Delgado, 2018, p. 42).
- Surfactante: son agentes activos que mejoran la compatibilidad entre fluidos acuosos e hidrocarburos contenidos en el reservorio. Además, afectan las propiedades interfaciales entre sólido y fluido. En general son diseñados para alterar la humectabilidad de la roca para permitir una limpieza más rápida del pozo.
- Reductor de fricción: para disminuir los requerimientos energéticos (potencia de bombas) se busca disminuir las pérdidas de carga; una buena porción de las mismas se debe a las presiones generadas por el flujo en la cañería. Los reductores de fricción aumentan levemente la viscosidad del fluido, generando una película en la cañería que reduce la rugosidad de la misma y con ello las pérdidas de carga generadas durante el bombeo.

- Estabilizadores de gel: extienden la viscosidad del gel entrecruzado a altas temperaturas. Previenen la degradación debida a contaminación de iones divalentes o trivalentes (Candellero y Delgado, 2018, p. 42).
- Control de arcillas: su objetivo es prevenir el hinchamiento, migración y desintegración de arcillas minerales, como la esmectita, clorita y montmorillonita, problemas que causa el agua dulce.
- Control de pérdidas de fluido: su función se puede dividir en dos: disminuir una pérdida de caudal en la matriz y prevenir la pérdida de fluido en fracturas naturales. Son cada vez menos usados, debido a una mayor comprensión del mecanismo de filtrado (*leak off*).

#### **2.4 Fluido de retorno (*flowback*)**

Después de la etapa fracturamiento hidráulico, el fluido de fractura mezclado con agua de la formación comienza a retroceder en el casing hacia la cabeza del pozo, creando un fluido de retorno (*flowback*).

Entre el 20% y el 40% del fluido que es utilizado en los proyectos de fracturamiento hidráulico retorna como *flowback* a la superficie y, posteriormente, como agua de producción. Este fluido acarreará elementos propios de la formación fracturada además de los componentes base para su preparación. La profundidad a la cual se realiza la fractura es aproximadamente 2.000 a 3.500 metros. Algunos de los componentes más notables son las sales de sodio y calcio, pero también pueden estar presentes elementos como el Bario, Estroncio, Hierro, numerosos metales, petróleo, tensoactivos y otros. Las características de este fluido de retorno varían según la geología de cada región y el tipo de fluido de fractura utilizado. Este fluido es tratado antes de disponerlo, ya sea en pozos sumideros aprobados para tal fin o para su re uso en operaciones posteriores de fractura u otras aplicaciones (Trombetta, 2012, p.52).

El ingeniero Juan Carlos Trombetta afirma que (2012), en los Estados Unidos, por ejemplo, los Estados, Gobiernos locales y las compañías operadoras tienen como objetivo prioritario buscar la manera de controlar el agua de retorno con la intención de proteger las fuentes de agua superficial, subterránea y reducir la demanda futura de agua dulce para la etapa de desarrollo de este tipo de proyectos. Bajo la premisa de reducir, reusar y reciclar, estos grupos examinan los métodos tradicionales e innovadores para administrar, tratar, disponer y/o reutilizar el agua producida luego de las operaciones de fractura hidráulica. (Trombetta, 2012, p.54).

En la Tabla 2. Se referencian algunas características típicas de los fluidos de retorno tras una caracterización realizada al agua recuperada en las operaciones de fracturamiento hidráulico en la formación *Marcellus* ubicada en Pensilvania (USA).

**Tabla 2**

*Características de fluido de retorno en la formación Marcellus en Pensilvania*

<b>PARÁMETRO</b>	<b>RANGOS DE CONCENTRACIÓN</b>
Sólidos disueltos totales	10.000 - >300.000 mg/l
Cloruros	5.000 - >150.000 mg/l
Sodio	2.500 - >75.000
VOCs (principalmente BTEX)	ND – 2 mg/l
Radio 226	100 pCi/l – 16.000 pCi/l
Bario	2.000 – 5.000 mg/l
Estroncio	1.000 – 7.000 mg/l

**Nota:** Esta tabla muestra las diferentes características que posee el fluido de retorno en proyectos de fracturamiento hidráulico realizados en la formación Marcellus ubicada en Pensilvania (USA). Tomado de: Fierro, J. (2012). Riesgos e incertidumbres del fracturamiento hidráulico de yacimientos no convencionales [Diapositiva de Powerpoint].

## **2.5 Yacimientos no convencionales en el mundo**

Existen diversas experiencias de exploración y explotación de hidrocarburos alojados en yacimientos no convencionales en roca generadora; en países como Estados Unidos, Canada, China, Alemania, Argentina, entre otros han recolectado estos recursos con éxito.

### **2.5.1 Cuenca Sichuan (Sichuan Basin) – China**

Los recursos de gas en China se ubican en las regiones montañosas centrales y occidentales, como los bloques mineros en *Changning-Weiyuan*, que están ubicados en un área de tierras de cultivo, tienen accidentes geográficos complejos, una población densa y requisitos estrictos para la protección del medio ambiente. Adicionalmente, esta región tiene condiciones geológicas complejas y escasez de agua (Wang et al., 2020, p. 26532).

La cuenca de Sichuan se ha convertido en el principal campo para la exploración y el desarrollo del *shale gas* en China. Se han identificado tres tipos diferentes de lutitas en China: lutita marina, lutita marino-terrágena y lutita terrígena. La lutita marina presenta un alto contenido orgánico (*TOC*: 1,0 % – 5,5 %), sobremaduración alta (*Ro*: 2% – 5 %) y alta acumulación de gas de esquisto (concentración de gas: 1,17 – 6,02 m<sup>3</sup>/t). La lutita marino-terrágena tiene un alto contenido orgánico (*TOC*: 2,6% – 5,4%) y una madurez media (*Ro*: 1,1% – 2,5%). La lutita terrígena tiene una alta abundancia orgánica (*TOC*: 0,5% – 22,0%) y una madurez media-baja (*Ro*: 0,6 – 1,5%) (Zou et al., 2010, p. 641).

En la cuenca Sichuan se encuentran varios intervalos de gas que son objetivos para la exploración y el desarrollo de este recurso. El área de Weiyuan - Changning en el medio sur de la cuenca de Sichuan se caracteriza por un alto grado de evolución térmica (*Ro*: 2,0% – 4,0%), alta porosidad (3,0% – 4,8%), alta concentración de gas (2,82 – 3,28 m<sup>3</sup>/t), alto contenido de minerales frágiles (40% – 80%) y profundidad de

enterramiento adecuada (1.500 – 4.500 m), es el núcleo área de exploración y desarrollo de gas, la producción diaria de gas para el Pozo Wei 201 es de  $1 \times 10^4 - 2 \times 10^4 \text{ m}^3$  (Zou et al., 2010, p. 641).

### **2.5.2 Formación Marcellus (*Marcellus shale*) – USA**

La Formación Marcellus es una unidad de roca sedimentaria del Devónico medio que se encuentra en el este de América del Norte. Llamado así por un afloramiento distintivo cerca del pueblo de Marcellus, Nueva York, en los Estados Unidos, se extiende a lo largo de gran parte de la cuenca de los Apalaches.

Por lo general, la formación Marcellus de carácter laminado (fisionable) y carece de bioturbación. Según estudios realizados los principales minerales encontrados son 9% - 35% arcillas mixtas (más abundantes en la parte superior); 10% - 60% cuarzo, 0% - 10% feldespato, 5% - 13% pirita (más común hacia la base de la formación), 3% - 48% calcita, 0% - 10% dolomita (minerales carbonatados mucho más abundantes la parte inferior de *Marcellus*), y 0% - 6% de yeso (*United States Energy Information Administration* [EIA], 2017, p. 4).

La estructura y el grosor de la formación *Marcellus* están influenciados por los patrones tectónicos del sótano. La EIA estimó reservas probadas en *Marcellus* de 77,2 billones de pies cúbicos (Tcf) a finales de 2015, lo que la convirtió en una de las más grandes reservas de gas natural en los Estados Unidos. También se estimó que las reservas de petróleo ascendían a 143 millones de barriles (MMbbls). La huella de la formación se extiende por cinco estados: Nueva York, Pensilvania, Ohio, Virginia Occidental y Kentucky. Los criterios geológicos y técnicos clave que controlan los límites de la formación incluyen la madurez térmica, el carbono orgánico total (*TOC*), el espesor de la formación, porosidad, profundidad, presión y la capacidad de fracturarse (EIA, 2017, p. 1).

Los resultados analíticos de múltiples muestras de núcleos de pozos indican que el contenido de carbono orgánico total (*TOC*) en la formación *Marcellus* oscila entre menos del 1 % y el 20 %. Las rocas generadoras que tiene un porcentaje alto normalmente contienen 2,0 % de *TOC* o más. De acuerdo con esto se puede afirmar que *Marcellus* tiene uno de los contenidos *TOC* más altos en los Estados Unidos (EIA, 2017, p. 10).

### **2.5.3 Cuenca Denver-Julesburg (DJ basin) – USA**

La cuenca DJ es una formación estructural geológica ubicada en el este de Colorado en los Estados Unidos, pero que se extiende hacia el sureste de Wyoming, el oeste de Nebraska y el oeste de Kansas. Los principales campos de producción en esta provincia son el grupo Dakota (areniscas D y J combinadas) y el gas profundo J Sandstone (Wattenberg). Aproximadamente el 90 por ciento de los 800 mil millones de barriles de petróleo (*MMBO*) y 1,2 tera pies cúbicos de gas (*TCFG*) producidos en la cuenca provienen de la arenisca J. Estos dos grupos incluyen 180 acumulaciones de petróleo que contienen 1 o más *MMBO* (Higley et al., 1995, p. 1).

En el área de Gran Wattenberg Codell/Niobrara el petróleo y el gas están estratigráficamente atrapados en areniscas marinas del Cretácico Arenisca Codell (equivalentes de Wall Creek/Turner) y creta, marga y lutita con capas cíclicas de la Formación Niobrara. Las areniscas de yacimiento exhiben baja porosidad y permeabilidad y se clasifican como arenas compactas de gas. Esta zona está ubicada en la parte más profunda de la cuenca al norte de Denver. La mayor parte de la producción se encuentra en las áreas de los campos Wattenberg y Spindle. Las profundidades productivas son de aproximadamente 3.000 a 8.000 pies. La profundidad promedio es de 6.800 pies (Higley et al., 1995, p. 10).

La porosidad de Niobrara y Codell es del 10 por ciento o menos, esto se debe a la abundante arcilla que llena los poros, cementos de calcita y óxido de hierro. La porosidad en la arenisca de Codell oscila entre un 10 y un 22 por ciento en el campo

Hambert, al sureste de Greeley, Colorado. La arenisca de Codell en el campo de Wattenberg tiene una porosidad y una permeabilidad promedio del 14 por ciento y 0,1 mD (Higley et al., 1995, p. 10).

En el área de *J Sandstone* el gas se produce principalmente a partir de arenitas de cuarzo de grano fino de areniscas marinas cercanas a la costa del miembro *Fort Collins* de la arenisca *Muddy* (J) y, en menor medida, areniscas de canales distributarios del miembro *Horsetooth*. La porosidad y la permeabilidad varían de 8 a 12 por ciento y de 0,01 a 5 mD; promedian 9,5 por ciento y 0,05 mD. La baja porosidad y permeabilidad están relacionadas con la profundidad de enterramiento y la diagénesis, y con el ambiente depositacional. El espesor de los intervalos del yacimiento tiene un promedio de 20 pies. Los yacimientos están bajo presión y producen desde las profundidades de alrededor de 7200 – 8500 pies (Higley et al., 1995, p. 11).

#### **2.5.4 Formación Duvernay (Duvernay Formation) - Canadá**

La lutita de la formación Duvernay representa una secuencia de relleno de cuenca con contenido relativamente alto de materia orgánica; productividad y conservación penecontemporánea con el crecimiento del arrecife en la Formación Leduc. La formación es bastante rica en cuarzo y relativamente baja en minerales de arcilla, lo que da como resultado una roca bastante quebradiza. La exploración no convencional en esta zona comenzaron en 2011 y los informes iniciales sugirieron la presencia de gas-condensado; las proporciones fueron de alrededor de 50 a 250 barriles de líquido por millón de pies cúbicos de gas en áreas ricas en líquidos y la proporción de recursos podría ser mayor (Lyster et al., 2017, p. 1).

El yacimiento está sobrepresionado en diferentes zonas de la región prospectiva y el total el carbono orgánico (TOC), la porosidad, la permeabilidad y las saturaciones de agua lo clasifican favorablemente frente a otros yacimientos en América del Norte. La lutita de la Formación *Duvernay* del Devónico Superior (*Frasnian*) se ha convertido en un importante reservorio no convencional en la última década. En la cuenca de *West*

*Shale*, el desarrollo se ha centrado en lutitas biosilíceas gruesas, ricas en materia orgánica (Shaw and Harris, 2020, p. 1).

*Duvernay* se caracteriza por una porosidad promedio de 6.5%, una permeabilidad promedio de 394 nD y un *TOC* promedio de 4.5%. La composición de esta cuenca esta dada por un 46,9% de cuarzo, *plag* 3,1%, calcita 17,6%, dolomita 2,1%, pirita 3,7%, arcilla 26,7% y *TOC* 4,38% (*Shale Experts* (s.f.). *Duvernay shale overview*. <https://www.shaleexperts.com/plays/duvernay-shale/Overview?menu#:~:text=Duvernay%20is%20characterized%20by%20an,Leduc%20Field%20discovered%20in%201947>).

### **2.5.5 Neuquen - Argentina**

También denominada cuenca sedimentaria Neuquina o paleogolfo Neuquino, es una cuenca sedimentaria de trasarco; un mar de edad jurásica, es decir, una zona que se encuentra bajo tierra en la que subyacen fósiles marinos, facies continentales, marinas siliciclásticas, carbonáticas y evaporíticas e incluso yacimientos de dinosaurios, con edades que abarcan desde el Triásico al Paleógeno, por lo que estos la convierten en uno de los mayores reservorios mundiales de hidrocarburos (petróleo crudo y gas natural) almacenados en el subsuelo (Energia Online (s.f.). Cuenca Neuquina. <https://www.energiaonline.com.ar/cuenca-neuquina/#:~:text=Una%20de%20las%20principales%20caracter%C3%ADsticas,crudo%20y%20de%20gas%20natural>).

En la Cuenca Neuquina, más específicamente en la formación Vaca Muerta, las reservas de hidrocarburos no convencionales ubican a Argentina como el segundo yacimiento a nivel mundial de *shale gas* y el cuarto de *shale oil*. Se estima alcanza los 27 mil millones de barriles. La mayor concentración de petróleo crudo y gas natural no convencionales se encuentran en la provincia de Neuquén (Energia Online (s.f.). Cuenca Neuquina. <https://www.energiaonline.com.ar/cuenca->



Estos métodos ayudan a quienes toman las decisiones a encontrar la solución que mejor se adapte a sus objetivos y su comprensión del problema. Proporciona un marco integral y racional para estructurar el dilema, para representar y cuantificar sus elementos, relacionar esos elementos con los objetivos y así evaluar las alternativas de solución (*Superdecisions*. (s.f.). *Method*. <https://www.superdecisions.com/method/>).

## **2.6 Antecedentes legales**

A continuación, se presenta el marco normativo que aplica en territorio colombiano que involucra los requisitos mínimos permisibles para la disposición o re uso del agua procedente de diferentes usos industriales (incluyendo el sector de petróleo y gas) como las normas que rigen los proyectos de exploración y explotación de petróleo y gas en territorio colombiano.

- Resolución 631 de 2015 por el cual se establecen los parámetros y valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público.
- Términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos, anexo 3. Términos de referencia y requerimientos complementarios para el estudio de impacto ambiental y plan de manejo ambiental para la actividad de exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales (2014).
- Términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental para proyectos piloto de investigación integral – PPII sobre yacimientos no convencionales – YNC de hidrocarburos con la utilización de la técnica de fracturamiento hidráulico multietapa con perforación horizontal – FH -PH (2020).
- Resolución 1207 de 2014 por la cual se adoptan disposiciones relacionadas con el uso de aguas residuales tratadas.

- Resolución 1256 de 2021 por la cual se reglamenta el uso de las aguas residuales y se adoptan otras disposiciones.
- Resolución 00648 de 2022 por la cual se otorga Licencia Ambiental para un Proyecto Piloto de Investigación Integral – PPII en yacimientos no convencionales con fracturamiento hidráulico y perforación horizontal y se adoptan otras decisiones.

### 3. METODOLOGÍA

Para el cumplimiento de los objetivos del presente proyecto se definieron las siguientes etapas metodológicas, las cuales se detallan a continuación:

#### **3.1 Etapa 1: identificación de las características del agua de retorno (flowback) y tecnologías para el tratamiento de agua.**

Teniendo en cuenta que en Colombia aún no han sido desarrollados proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora para la extracción de hidrocarburos alojados en yacimientos no convencionales, para determinar una línea base de las características del agua de retorno procedente de este tipo de yacimientos y las diferentes técnicas de tratamiento que pueden ser utilizadas para acondicionar este fluido y llevarlo a condiciones de re uso y/o reutilización se realiza un exhaustivo estudio bibliométrico para la recopilación de datos del tipo secundario (obtenidos mediante la revisión de documentos escritos tales como libros, revistas, etc.) que incluye:

- Caracterización de fluidos de retorno en procesos de fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales en roca generadora mediante revisión bibliográfica de artículos científicos, ensayos, libros, memorias de foros, ponencias y demás publicaciones que documentan experiencias de esta índole fuera del país. Estas experiencias son de índole internacional teniendo en cuenta que en Colombia la técnica aún no ha sido aplicada específicamente en roca generadora.
- El fracturamiento hidráulico es una técnica que ha sido utilizada en el país como estrategia de “recobro mejorado” y en pruebas realizadas por las operadoras para obtener información relacionada con las diferentes formaciones. Las características del fluido pueden cambiar teniendo en cuenta el tipo de yacimiento que está siendo intervenido, la profundidad del mismo y las características del fluido de fractura utilizado. Las características de los fluidos son recopiladas en un cuadro

comparativo para identificar las diferencias de acuerdo con la formación intervenida y poder comparar los parámetros con la legislación colombiana, identificando así los elementos de mayor interés los cuales determinaran los métodos de tratamiento requeridos para su tratamiento.

- Recopilación de información relacionada con las diferentes técnicas de tratamiento de aguas aplicadas en el sector petrolero para el control de contaminantes que pueden presentarse en este tipo de procesos buscando el acondicionamiento de este fluido para su posterior re uso y/o reutilización. Esta información es obtenida de libros, ensayos, artículos de revistas, memorias de foros, ponencias y demás trabajos de investigación, donde se exponen los diferentes procesos de tratamiento utilizados para acondicionar el fluido, interviniendo aquellas características críticas del agua de retorno.
- Con la intención de ponderar las técnicas se recopilaron en un cuadro comparativo donde se referencia el objetivo de cada tecnología, su principio de operación y el o los elementos que pueden ser tratados con el proceso de acuerdo con los contaminantes críticos identificados en la revisión de características de fluidos de retorno de las experiencias internacionales citadas en el punto anterior. Para formular un sistema robusto y efectivo se deben identificar y juntar diversas operaciones unitarias que son eficientes en el control y remoción de elementos de interés.
- Identificación de la normatividad colombiana aplicable al proceso para poder realizar la comparación inicial de las variables que puedan encontrarse fuera de especificaciones en las referencias consultadas y de tal manera poder plantear que tipo de tratamiento es el adecuado para controlarlas. Para lo anterior se realizó un cuadro comparativo en Excel que permite documentar los parámetros recopilados, compararlos con los límites permisibles según la normatividad colombiana y así determinar cuales se encuentran fuera de especificaciones.

- Con el estudio bibliométrico se busca encontrar soluciones a los problemas planteados por una doble vía:
- Relacionando los datos recopilados que proceden de fuentes diversas de información, como son artículos científicos, libros, memorias de foros y ponencias relacionadas con la exploración y explotación de hidrocarburos alojados en yacimientos no convencionales en roca generadora.
- Proporcionando una visión panorámica y sistemática de los datos recopilados relacionados con las características del fluido de retorno de los procesos de fracturamiento hidráulico consultados y las técnicas de tratamiento de agua consultadas para el control de diferentes tipos de parámetros de acuerdo con sus características.

En síntesis, la investigación bibliográfica realizada consiste en la búsqueda, recopilación, organización, valoración, crítica e información de los datos recolectados.

Las fuentes de información para la recolección de los datos anteriormente mencionados son:

- Ambientalex.Info
- ScienceDirect
- Springerlink
- Memorias de congresos y foros internacionales relacionados con tratamiento de aguas en la industria petrolera y proyectos de fracturamiento hidráulico realizados en otros países.
- Términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental en proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos.
- Términos de referencia para los proyectos piloto de investigación integral - PPII sobre yacimientos no convencionales de hidrocarburos con la utilización de la técnica de fracturamiento hidráulico multietapa con perforación horizontal.

- Resolución 0631 de 2015 – Parámetros y valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público.
- Términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos, anexo 3.
- Términos de referencia y requerimientos complementarios para el estudio de impacto ambiental y plan de manejo ambiental para la actividad de exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales (2014).
- Resolución 1207 de 2014 por la cual se adoptan disposiciones relacionadas con el uso de aguas residuales tratadas.
- Resolución 1256 de 2021 Por la cual se reglamenta el uso de las aguas residuales y se adoptan otras disposiciones.
- Resolución 00648 de 2022 por la cual se otorga Licencia Ambiental para un Proyecto Piloto de Investigación Integral – PPII en yacimientos no convencionales con fracturamiento hidráulico y perforación horizontal y se adoptan otras decisiones.

Las palabras claves utilizadas para la búsqueda de información son aquellos términos relacionados con procesos de fracturamiento hidráulico y técnicas de tratamiento de aguas tales como *fracking*, agua recuperada, fluido de retorno, roca generadora, yacimiento convencional, yacimiento no convencional, fluido de fractura, coagulación, floculación, oxidación avanzada, demanda química de oxígeno (DQO), demanda biológica de oxígeno (DBO), hidrocarburos, gas, membranas, ósmosis inversa, sólidos suspendidos, sólidos disueltos, inyección, entre otros.

### **3.2 Etapa 2: diseño básico del proceso aplicable para el tratamiento de agua de retorno procedente de la actividad de fracturamiento hidráulico en roca generadora.**

En el desarrollo de esta etapa se toman los resultados obtenidos del estudio bibliométrico desarrollado en la Etapa 1 para poder determinar las variables críticas

identificadas en las caracterizaciones analizadas. Esta identificación se realiza mediante la comparación respecto a la legislación colombiana aplicable, en este caso la resolución 0631 de 2015, que dicta los parámetros y valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público. Adicionalmente, también se tuvieron en cuenta los valores relacionados en la resolución 1207 de 2014, donde se relacionan las disposiciones relacionadas con el uso de aguas residuales tratadas y que se complementa con la resolución 1256 de 2021. Se toman estas resoluciones teniendo en cuenta que entregan los valores mas rigurosos, teniendo en cuenta que los valores permitidos en la licencia expedida para el piloto de investigación son las flexibles.

Posteriormente, cuando se han identificado los denominados “elementos de interés” mediante la comparación directa con los límites permisibles relacionados en las resoluciones mencionadas anteriormente (datos de entrada), se utilizan los resultados obtenidos en la Etapa 1 relacionados con las diferentes técnicas de tratamiento que pueden ser aplicadas al agua de retorno para acondicionarla, para plantear el Diseño básico del sistema de tratamiento propuesto para controlar las variables fuera de especificaciones y así poder esbozar una alternativa sostenible que permita buscar alternativas de reciclaje y/o reutilización del recurso, aplicando el principio de economía circular y de valorización de residuos. Este diseño es de tipo conceptual y para determinar las etapas del proceso se relacionan las actividades (procesos) acorde con su función dentro del tratamiento (análisis funcional), una posterior secuencia de uso y un análisis de valor de las técnicas de tratamiento.

Para este análisis se hace uso de la herramienta *Superdecisions*, que utiliza el método AHP (*Analytic Hierarchy Process*) y ANP (*Analytic Network Process*) permitiendo realizar una evaluación multicriterio, comparando diferentes alternativas según variables individuales que se combinan en una valoración general. En el software se usan tres (3) criterios principales (costo operativo, parámetros controlados y operación) y dos (2) sub criterios relacionados con el criterio de operación (Eficiencia y variables de operación).

Finalmente, luego de elegir un sistema conformado por los procesos elegidos se realiza el dimensionamiento, modelación y simulación del proceso para validar que la combinación de tecnologías permite controlar los parámetros críticos y se puede proponer como una alternativa eficiente y sostenible para el tratamiento de fluidos de retorno en proyectos fracturamiento hidráulico en roca generadora.

### **3.3 Etapa 3: formulación de alternativas para el aprovechamiento del agua de retorno después del tratamiento.**

Para dar cumplimiento al objetivo relacionado con el aprovechamiento del agua de retorno luego de ser tratada se consulta, en primera instancia, la legislación colombiana aplicable de acuerdo con el tipo de proyecto. Adicionalmente, se consultan experiencias internacionales para determinar que uso o destino final se le está dando al agua tratada procedente de los proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora, explorando alternativas tanto en el sector petrolero, como puede ser la recirculación del agua para la fabricación de nuevo fluido de fractura o usar el fluido para la preparación de lodo de perforación, riego de vías internas en las locaciones, entre otros.

Se consulta la política nacional para la gestión integral del recurso hídrico, donde se establecen los objetivos, estrategias, metas, indicadores y líneas de acción estratégica para el manejo del recurso hídrico en el país, en un horizonte de 12 años.

Finalmente, de las posibles alternativas de recirculación y/o re uso del fluido de retorno tratado identificadas y teniendo en cuenta la política nacional para la gestión del recurso hídrico se propone la mejor alternativa para su aprovechamiento, aplicando el principio de economía circular y de valorización de residuos, para que las compañías que ejecutan el proyecto se beneficien y reduzcan la afectación del ambiente y el recurso hídrico del país.

## 4. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

El recurso hídrico en el país es una de las riquezas invaluable con las que se cuenta y cada proyecto que sea desarrollado en territorio nacional debe velar por el uso adecuado del mismo, buscando priorizar las alternativas de reutilización y re uso, trabajando así en un circuito cerrado. Para ello, en primera instancia, se debe identificar el tipo de fluido con el que se va a utilizar para posteriormente saber cómo se va a intervenir y que alternativas de aprovechamiento se le puede dar.

Teniendo en cuenta que en Colombia la técnica de fracturamiento hidráulico en roca generadora no ha sido desarrollada, se debe acudir a experiencias internacionales para plantear una línea base de trabajo que permita identificar cuáles son los elementos críticos presentes en el agua de retorno en este tipo de proyectos, con el fin de plantear alternativas para su tratamiento y de esta forma obtener un fluido de buenas características para su posterior reutilización en el proceso productivo o re uso en operaciones relacionadas con la industria.

### 4.1 Caracterización de fluidos de retorno en procesos de fracturamiento hidráulico en roca generadora.

Para identificar las condiciones fisicoquímicas del agua de retorno de los procesos de fracturamiento hidráulico en roca generadora, en el **Anexo 1. CARACTERÍSTICAS FISICOQUÍMICAS DE FLUIDOS DE RETORNO** se recopilieron las caracterizaciones de este tipo de fluidos en siete (7) proyectos ejecutados en el extranjero y las características obtenidas en las pruebas extensas realizadas por la compañía Conoco Phillips en el Pozo Pico Plata, para identificar los elementos y/o características críticas a ser tenidas en cuenta en la determinación de posibles sistemas de tratamiento que las controlen y permitan colocar el fluido en condiciones adecuadas para su reutilización y/o re uso.

Se tomó la decisión de comparar las características de los diferentes fluidos de retorno con los valores límite para vertimiento de la Resolución 0631 de 2015 expedida por el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, que indica los parámetros y los valores máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y la Resolución 1207 de 2014 expedida por el mismo Ministerio y que contiene las disposiciones relacionadas con el uso de aguas residuales tratadas, considerando que son las normas más estrictas aplicables en territorio nacional y que por ello permiten identificar cuáles de los elementos y/o características identificados posibilitan sentar la línea base para el tratamiento y la posterior reutilización y/o re uso del recurso.

A continuación, se relacionan los parámetros que exceden los límites máximos de la legislación, indicando sus características, principales efectos nocivos sobre el ser humano y el medio ambiente cuando se encuentran presentes en el fluido de manera excesiva y cuál es su incidencia en la posible reutilización y/o re uso.

#### **4.1.1 pH**

El pH es una medida que indica el grado de acidez o alcalinidad de una sustancia o una solución y se define como la concentración de iones de hidrógeno en el fluido, los cambios bruscos en el pH del agua pueden alterar la concentración de otras sustancias en el fluido, modificando su nivel de toxicidad; por ejemplo, una disminución en el pH puede aumentar la cantidad de mercurio soluble en el agua y un aumento en el pH puede causar la conversión del amoníaco no tóxico a la forma de amoníaco tóxico o sin ionizar. (California Water Boards, 2010).

Se ha determinado que en algunos casos, para cada coagulante, existe un rango de pH donde se produce una floculación adecuada en plazo corto y con una dosis dada de producto, debiéndose efectuar el proceso, siempre que sea posible, en esa zona para optimizar cantidades y rendimientos (Santa Cruz, 2016, p.11). En el caso de la electrocoagulación, las mejores remociones se han obtenido para valores de pH

cercanos a 7; ejemplos de esta situación se pueden ver en la remoción de arsénico en aguas de consumo: el mayor porcentaje de remoción de arsénico se da a pH entre 6 y 8, y las disminuciones de turbiedad y DQO en las aguas de la industria textil se dan a pH entre 7 y 9 (Arango, 2012, p. 62).

De acuerdo con lo referenciado en las resoluciones 0631 de 2015 (vertimiento) y 1207 de 2014 (reuso) el valor de pH admitido está entre 6 y 9. Respecto a los casos estudiados se puede observar que el agua de retorno, en la mayoría de los proyectos consultados, tiene un pH neutro que oscila entre 6,4 y 7,5 (Tabla 3.).

**Tabla 3**

*pH del fluido de retorno en proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora.*

<b>Ubicación</b>	<b>pH</b>
<i>Sichuan (China) cn-f prophase</i>	6,85
<i>Marcellus shale (USA)</i>	6,56
<i>Denver-Julesburg (DJ) basin (USA)</i>	6,8
<i>DJ basin - Wattenber Field (USA)</i> Retorno promedio día 1	7,42
PICO PLATA - Pruebas extensas (Colombia)	6,47
<i>DUVERNAY Formation - Alberta (Canada)</i>	5,51
<i>Eagle Ford (USA)</i>	7
Neuquen (Argentina)	5,37

**Nota:** Esta tabla muestra los valores de pH obtenidos en diferentes proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora.

El único caso que presenta una leve tendencia ácida es el reportado en los pozos de la formación *Duvernay* en Alberta (Canadá). La mencionada característica puede deberse a las condiciones de preparación del fluido de fractura que fue utilizado en estos proyectos y la formación de oxihidróxidos de hierro tras el enfriamiento del fluido al llegar a superficie (Flynn et al., 2018, p. 7).

Para autores como Barrenechea, el pH es factor determinante para la elección de los productos químicos a ser aplicados, especialmente en los procesos de coagulación – floculación, donde el rendimiento del coagulante se ve directamente afectado por esta condición; el pH tiene gran importancia en el tratamiento del agua,

especialmente en la coagulación, desinfección y estabilización; en su investigación se observó que la remoción de la turbiedad es eficiente por lo general en un rango de pH de 6,0 a 7,8, mientras que la remoción del color se obtuvo con un pH de entre 4 y 6. Como conclusión, para el autor el pH óptimo para ambos casos debe determinarse por medio de la prueba de jarras. Santa Cruz, 2016, p.11).

#### 4.1.2 Demanda Química de Oxígeno (DQO)

La Demanda Química de Oxígeno (DQO) determina la cantidad de oxígeno requerido para oxidar la materia orgánica en una muestra de agua, bajo condiciones específicas de agente oxidante, temperatura y tiempo; para muestras de un origen específico, la DQO se puede relacionar empíricamente con la DBO (Demanda Bioquímica de oxígeno), el carbono orgánico o la materia orgánica. (Rodríguez, 2007, p.2). La DQO representa todos los compuestos susceptibles de consumir el oxígeno del agua, por ejemplo, las sales minerales y los compuestos orgánicos. Es por tanto una medida representativa de la contaminación orgánica de un efluente, siendo un parámetro a controlar dentro de las distintas normativas y que nos da una idea muy real del grado de toxicidad del fluido.

**Tabla 4**

*DQO del fluido de retorno en proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora.*

<b>Ubicación</b>	<b>DQO (mg/L O<sub>2</sub>)</b>
<i>Sichuan (China) cn-f prophase</i>	1746
<i>Marcellus shale (USA)</i>	15358
<i>Denver-Julesburg (DJ) basin (USA)</i>	1218
<i>DJ basin - Wattenber Field (USA)</i> Retorno promedio día 1	8215
PICO PLATA - Pruebas extensas (Colombia)	1295
<i>DUVERNAY Formation - Alberta (Canada)</i>	No Registra (NR)
<i>Eagle Ford (USA)</i>	No Registra (NR)
Neuquen (Argentina)	No Registra (NR)

**Nota:** Esta tabla muestra los valores de DQO obtenidos en diferentes proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora.

De acuerdo con lo referenciado en las resoluciones 0631 de 2015 (vertimiento) y 1207 de 2014 (reuso) el valor más estricto es de 180 mg/L O<sub>2</sub>. La DQO indica la cantidad de oxígeno necesaria para la oxidación de todas las sustancias orgánicas del agua, en mg/L (Rodríguez, 2007, p.2); para el control de este parámetro suelen usarse sistemas de aireación cuando el nivel de contaminación es leve y en casos en que se obtiene una alta medición de DQO, se recurre a procesos de oxidación química u oxidación avanzada con agentes químicos como el peróxido de hidrógeno, inyección de dióxido de cloro, ozonización, entre otros, estos tratamientos disminuyen la carga orgánica, el olor y el color aparte, además, de generar una desinfección total de los microorganismos desfavorables que se encuentran en el agua (López, 2018).

#### **4.1.3 Sólidos Suspendidos Totales (TSS)**

Los sólidos suspendidos totales hacen referencia a las partículas que se mantiene en suspensión en las corrientes de agua superficial y/o residual, los sólidos suspendidos totales (SST), se caracterizan a través de su retención en un filtro de fibra de vidrio con tamaño de poro nominal de 0,45 micras. (CAN, 2005).

**Tabla 5**

TSS del fluido de retorno en proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora.

<b>Ubicación</b>	<b>TSS (mg/L)</b>
<i>Sichuan (China) cn-f prophase</i>	74,13
<i>Marcellus shale (USA)</i>	352
<i>Denver-Julesburg (DJ) basin (USA)</i>	360
<i>DJ basin - Wattenber Field (USA)</i> Retorno promedio día 1	545
PICO PLATA - Pruebas extensas (Colombia)	1108
<i>DUVERNAY Formation - Alberta (Canada)</i>	NR
<i>Eagle Ford (USA)</i>	840
Neuquen (Argentina)	291

**Nota:** Esta tabla muestra los valores de sólidos suspendidos totales obtenidos en diferentes proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora.

Algunos efectos nocivos por la alta concentración de sólidos suspendidos totales en el agua son:

- Pueden depositarse en el fondo de un cuerpo de agua, cubriendo organismos acuáticos, huevos, o larvas de macro - invertebrados, este depósito puede impedir la transferencia de oxígeno y resultar en la muerte de los organismos enterrados bajo esta capa (*Whitman College*. (s.f.) Sólidos Totales. [https://www.whitman.edu/chemistry/edusolns\\_software/deSolidosTotales.pdf](https://www.whitman.edu/chemistry/edusolns_software/deSolidosTotales.pdf)).
- Disminuyen la eficacia de agentes desinfectantes del agua potable; por proveer a los microorganismos de un sitio protector frente la presencia de desinfectantes (*Whitman College*. (s.f.) Sólidos Totales. [https://www.whitman.edu/chemistry/edusolns\\_software/deSolidosTotales.pdf](https://www.whitman.edu/chemistry/edusolns_software/deSolidosTotales.pdf)).
- Hay contaminantes de origen orgánico e inorgánico que son absorbidos en la tierra y que, en consecuencia, aumentan la concentración de contaminantes presentes en el agua. Es decir que contaminantes absorbidos en sólidos pueden ser transportados a otros cuerpos de agua, resultando en la exposición de contaminantes a organismos lejos del origen de contaminación. (*Whitman College*. (s.f.) Sólidos Totales. [https://www.whitman.edu/chemistry/edusolns\\_software/deSolidosTotales.pdf](https://www.whitman.edu/chemistry/edusolns_software/deSolidosTotales.pdf)).

De acuerdo con lo referenciado en las resoluciones 0631 de 2015 (vertimiento) y 1207 de 2014 (reuso) el valor más estricto es de 50 mg/L.

#### **4.1.4 Grasas y Aceites**

Las grasas y aceites son compuestos orgánicos constituidos principalmente por ácidos grasos de origen animal y vegetal, así como los hidrocarburos del petróleo, además incluyen sustancias de naturaleza lipídica que, al ser inmiscibles con el agua, van a permanecer en la superficie dando lugar a la aparición de natas y espumas, que entorpecen cualquier tipo de tratamiento físico o químico, por lo que deben eliminarse en las primeras etapas del tratamiento del agua residual (González, G. 2013).

Cada kilogramo de grasa supone entre 2 y 2,5 kg de DQO, lo que implica que las grasas y aceites en su proceso oxidativo, consumen importantes cantidades del oxígeno disuelto, pudiendo generar situaciones puntuales de deficiencia de oxígeno (González, G. 2013)

**Tabla 6**

*Grasas y aceites en el fluido de retorno en proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora.*

<b>Ubicación</b>	<b>Grasas y aceites (mg/L)</b>
<i>Sichuan (China) cn-f prophase</i>	NR
<i>Marcellus shale (USA)</i>	74
<i>Denver-Julesburg (DJ) basin (USA)</i>	59
<i>DJ basin - Wattenber Field (USA)</i> Retorno promedio día 1	NR
<i>PICO PLATA - Pruebas extensas (Colombia)</i>	84
<i>DUVERNAY Formation - Alberta (Canadá)</i>	NR
<i>Eagle Ford (USA)</i>	NR
<i>Neuquen (Argentina)</i>	NR

**Nota.** Esta tabla muestra los valores de grasas y aceites obtenidos en diferentes proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora.

De acuerdo con lo referenciado en las resoluciones 0631 de 2015 (vertimiento) y 1207 de 2014 (reuso) el valor más estricto es de 15 mg/L.

#### **4.1.5 Iones y Sólidos disueltos totales (TDS)**

De acuerdo con Bruce Lindsay, la concentración de sólidos disueltos en el agua es la suma de todas las sustancias, orgánicas e inorgánicas, disueltas en el fluido; calcio, sodio, potasio, bicarbonatos, sulfatos, cloruros, nitratos y silicio son los iones disueltos más comunes en el agua; la combinación de estos iones (sodio y cloruros, por ejemplo) forman sales y la salinidad es otro término comúnmente utilizado para describir los sólidos disueltos presentes en el agua (*Water Resources*, 2019).

Una alta cantidad de sólidos disueltos en el agua pueden hacerla inadecuada para beberla, el riego u otros usos; concentraciones por encima de los 500 mg/L, valor recomendable para el agua potable, dan al agua un desagradable sabor salado (*Water Resources*, 2019)

**Tabla 7**

*IONES y TDS en el fluido de retorno en proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora.*

<b>Ubicación</b>	<b>TDS (mg/L)</b>	<b>Cloruros (mg/L)</b>	<b>Sulfatos (mg/L)</b>
<i>Sichuan (China) cn-f prophase</i>	32.500	22.350	216
<i>Marcellus shale (USA)</i>	NR	57.447	71
<i>Denver-Julesburg (DJ) basin (USA)</i>	22.500	13,6	1,3
<i>DJ basin - Wattenber Field (USA)</i> Retorno promedio día 1	14.220	6.524	74,9
PICO PLATA - Pruebas extensas (Colombia)	NR	NR	NR
<i>DUVERNAY Formation - Alberta</i> (Canadá)	243.000	136.000	48,7
<i>Eagle Ford (USA)</i>	33.015	19.318	163
Neuquen (Argentina)	167.192	103.791	176

**Nota.** Esta tabla muestra los valores de TDS obtenidos en diferentes proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora.

La alta concentración de sólidos disueltos en el agua es un problema más común en aguas subterráneas que en aguas superficiales, esto se debe a que cuando el agua subterránea se mueve a través de las rocas y los sedimentos que forman un acuífero, algunos de los minerales en esas rocas y sedimentos se disuelven, en un proceso llamado "meteorización" (*Water Resources*, 2019).

Los cloruros son el mayor componente dentro de los sólidos disueltos y son definidos químicamente como un compuesto entre el cloro y otro elemento químico diferente al oxígeno. El ion cloruro (Cl<sup>-</sup>) forma sales en general muy solubles y suele ir asociado al ion sodio (Na<sup>+</sup>), especialmente en aguas muy salinas (Buitrago, 2017, p.109). De acuerdo con lo referenciado en las resoluciones 0631 de 2015 (vertimiento) y 1207 de 2014 (reuso) el valor más estricto para TDS es de 50 mg/L, para los cloruros es de 300 mg/L y para los sulfatos es de 300 mg/L.

#### 4.1.6 Metales y Metaloides

Laura Bexfield, hidróloga del *New Mexico Water Science Center*, indica que los metales y metaloides son oligoelementos que ocurren naturalmente en la corteza terrestre; en pequeñas cantidades estos elementos son indispensables para los seres vivos, pero en exceso algunos de estos oligoelementos pueden ser tóxicos, cancerígenos y pueden llegar a bioacumularse (*Water Resources*, 2019).

**Tabla 8**

*Metales y metaloides en el fluido de retorno en proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora - parte 1.*

Ubicación	Cinc (mg/L)	Hierro (mg/L)	Litio (mg/L)	Níquel (mg/L)	Arsénico (mg/L)	Manganeso (mg/L)
<i>Sichuan (China) cn-f prophase</i>	NR	1,98	NR	0,5526	NR	NR
<i>Marcellus shale (USA)</i>	NR	76	NR	NR	NR	632
<i>Denver-Julesburg (DJ) basin (USA)</i>	0,051	81,42	3,519	0,042	0,067	0,02
<i>DJ basin - Wattenber Field (USA)</i> Retorno promedio día 1	NR	43,4	NR	NR	NR	0,5
PICO PLATA - Pruebas extensas (Colombia)	NR	NR	NR	NR	0.024	NR
<i>DUVERNAY Formation - Alberta (Canadá)</i>	4,4	151	54,6	NR	NR	15,8

**Nota.** Esta tabla muestra los valores de metales y metaloides obtenidos en diferentes proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora.

De acuerdo con lo referenciado en las resoluciones 0631 de 2015 (vertimiento) y 1207 de 2014 (reuso) el valor más estricto para Cinc es de 3 mg/L, hierro es de 3 mg/L, litio es 2,5 mg/L, níquel es de 0,2 mg/L, arsénico es de 0,1 mg/L y para manganeso es de 0,2 mg/L.

**Tabla 9**

*Metales y metaloides en el fluido de retorno en proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora - parte 2.*

<b>Ubicación</b>	<b>Magnesio (mg/L)</b>	<b>Calcio (mg/L)</b>	<b>Potasio (mg/L)</b>	<b>Silicio (mg/L)</b>	<b>Sodio (mg/L)</b>
<i>Sichuan (China) cn-f prophase</i>	NR	NR	NR	NR	NR
<i>Marcellus shale (USA)</i>	NR	7.220	NR	NR	24.123
<i>Denver-Julesburg (DJ) basin (USA)</i>	106,4	524,1	101,3	19,65	6.943,9
<i>DJ basin - Wattenber Field (USA)</i> Retorno promedio día 1	15,3	171,7	21,5	46,7	4385
PICO PLATA - Pruebas extensas (Colombia)	NR	NR	NR	NR	NR
<i>Eagle Ford (USA)</i>	111	1.270	192	148	10.900
Neuquen (ARG)	3.551	20.731	1.287	NR	35.939
<i>DUVERNAY Formation - Alberta (Canadá)</i>	738	11.800	2.570	7,9	NR

**Nota.** Esta tabla muestra los valores de metales y metaloides obtenidos en diferentes proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora.

De acuerdo con lo referenciado en las resoluciones 0631 de 2015 (vertimiento) y 1207 de 2014 (reuso) para el magnesio, calcio, potasio, silicio y sodio no hay un valor de referencia.

Altas concentraciones de este tipo de elementos son un problema común en las aguas subterráneas, esto se debe a que el fluido se mueve a través de las rocas y sedimentos hasta encontrar un acuífero y muchos de los minerales adheridos a estas rocas son arrastrados por el agua; adicionalmente, las condiciones geoquímicas, como el pH, cambian en la medida que el fluido se mueve a lo largo de una trayectoria de flujo desde la recarga hasta la descarga - esas condiciones geoquímicas pueden afectar la liberación de metales al agua subterránea (*Water Resources*, 2019).

El consumo de agua contaminada con este tipo de elementos en exceso puede generar en el ser humano problemas de salud tales como trastornos cardiovasculares, daño neuronal, lesiones renales, riesgo de cáncer y diabetes; la toxicidad inducida por metales pesados está relacionada con la producción de especies reactivas de oxígeno

que resultan en daños oxidativos y efectos adversos relacionados con la salud, por lo tanto, la utilización de agua contaminada con metales pesados produce altas tasas de morbilidad y mortalidad en todo el mundo (Rehman et al., 2017, p.1).

#### **4.1.7 Hidrocarburos**

La contaminación de aguas por hidrocarburos en sistemas de almacenamiento, fuentes de abastecimiento subterráneos y superficiales, así como en otros cuerpos es un hecho que ocurre con relativa frecuencia. Este tipo de contaminación produce un cambio en las características organolépticas del fluido que induce al rechazo de los consumidores, y su ingestión representa un riesgo para la salud; asimismo, el ecosistema puede sufrir afectaciones debidas al impacto negativo de estos contaminantes sobre sus diferentes componentes (Prieto y Martínez, 1999, p. 13).

Los productos del petróleo son una mezcla de hidrocarburos aromáticos y alifáticos de cadena larga y corta; componentes del petróleo crudo y refinado conocidos como compuesto orgánicos volátiles (VOCs), tales como el benceno, tolueno y xileno, e hidrocarburos aromáticos policíclicos, han sido asociados con efectos adversos a la salud humana; la exposición a altas concentraciones de VOCs causan efectos nocivos en el sistema nervioso central, lo que resulta en síntomas como dolores de cabeza, fatiga y mareos (Kponee et al., 2015, p. 2).

De acuerdo con lo referenciado en las resoluciones 0631 de 2015 (vertimiento) y 1207 de 2014 (reuso) el valor más estricto para Hidrocarburos totales es de 10 mg/L, Hidrocarburos aromáticos policíclicos es de 0,01 mg/L, BTEX es 0,001 mg/L y para fenoles es de 0,002 mg/L.

**Tabla 10**

*Hidrocarburos en el fluido de retorno en proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora*

<b>Ubicación</b>	<b>Hidrocarburos totales (mg/L)</b>	<b>Hidrocarburos aromáticos policíclicos (mg/L)</b>	<b>BTEX (mg/L)</b>	<b>Fenoles (mg/L)</b>
<i>Sichuan (China) cn-f prophase</i>	NR	NR	NR	NR
<i>Marcellus shale (USA)</i>	NR	NR	755	NR
<i>Denver-Julesburg (DJ) basin (USA)</i>	NR	NR	NR	1,4
<i>DJ basin - Wattenber Field (USA)</i> Retorno promedio día 1	NR	NR	NR	NR
PICO PLATA - Pruebas extensas (Colombia)	82	NR	4.300	60
<i>Eagle Ford (USA)</i>	NR	NR	NR	NR
Neuquen (ARG)	NR	NR	NR	NR
<i>DUVERNAY Formation - Alberta (Canadá)</i>	NR	NR	NR	NR

**Nota.** Esta tabla muestra los valores de hidrocarburos obtenidos en diferentes proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora.

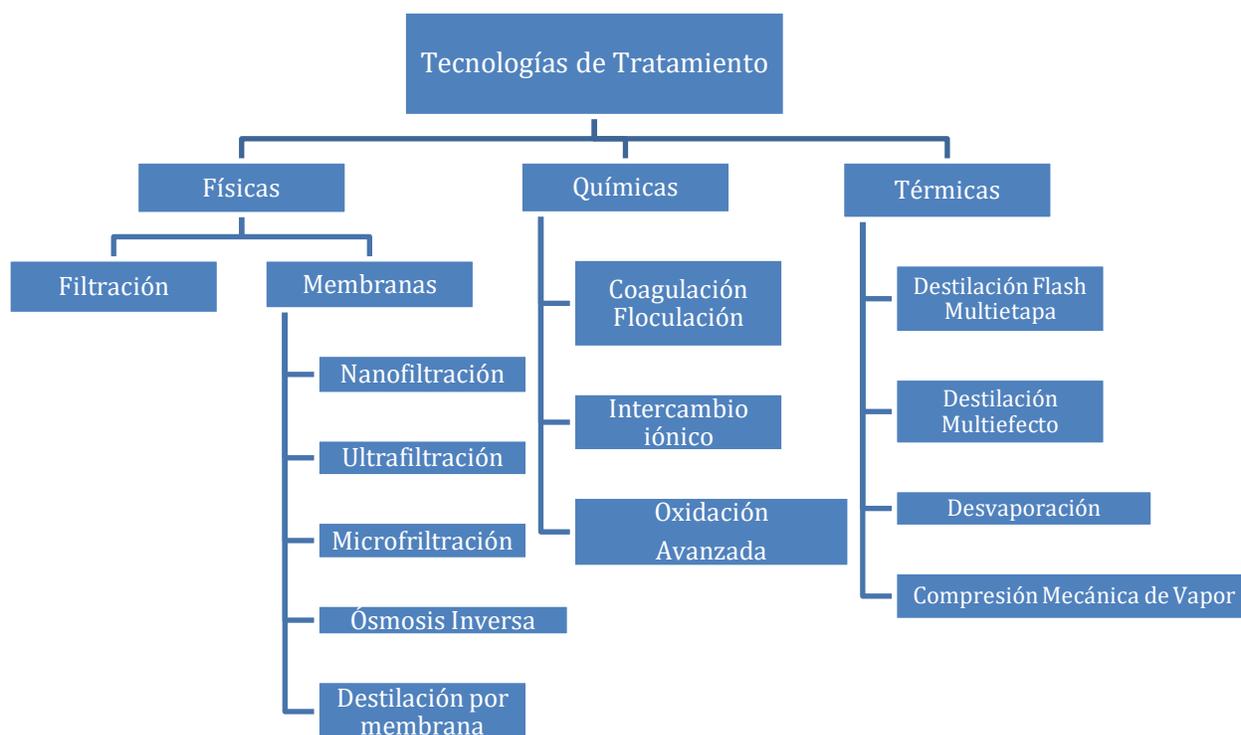
## 4.2 Sistemas de tratamiento

La exploración y explotación de yacimientos no convencionales en roca generadora a nivel mundial intensificó el uso del fracturamiento hidráulico como alternativa de estimulación en la industria petrolera. No obstante, la cantidad de agua requerida para su ejecución, las restricciones legales implementadas en ciertas regiones para la aplicación de esta tecnología y el posible impacto ambiental generado, son aspectos relevantes a tener en cuenta para el desarrollo de esta técnica en el país; en este sentido, la industria petrolera inició hace algunos años la implementación de tecnologías que permitan tratar el agua de retorno proveniente de estos yacimientos, con la finalidad de convertir estos volúmenes residuales en activos de importancia en posteriores etapas de fracturamiento (Aranguren et al., 2017, p.5). El fluido de retorno en proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora (*flowback*) representa el fluido residual de mayor volumen en la industria petrolera; estadísticas publicadas en el 2007, indican que entre 11,1 y 15,9 millones de metros cúbicos de agua son retornados a superficie en este tipo de proyectos (Dores et al., 2012). Existen varios tratamientos

de diferente complejidad que se pueden realizar; tratamientos químicos de coagulación - floculación, electrocoagulación, ajuste de pH, separación en tanques, filtrado, entre otros (Candellero y Delgado, 2018, p.61). Las tecnologías para el tratamiento del fluido de retorno en proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora pueden ser clasificados de diferentes maneras, la más común está relacionada con el principio científico y tecnológico de cada alternativa; existen 3 grandes grupos en este tipo de categorización; físicos, térmicos y químicos. (Aranguren et al., 2017, p.7).

**Figura 5**

*Tecnologías de Tratamiento*



**Nota.** La figura muestra diferentes tecnologías de tratamiento utilizadas en el sector petrolero. Tomado de: Aranguren, F., Calderón, Z. y Usuriaga, J. (2017). A selection methodology of flowback treatment technologies and water reuse in hydraulic fracturing in source rocks – a strategy to reduce the environmental impacts in Colombia. *Ciencia, Tecnología y Futuro*. 7(1). pp. 8

En Norte América, el manejo del agua residual en proyectos de fracturamiento hidráulico ha sido categorizado de la siguiente manera (Sun et al., 2019, p.459):

- Disposición superficial y re uso favorable (Sun et al., 2019, p.459).
- Re uso y reciclaje, especialmente en áreas de estrés hídrico (Sun et al., 2019, p.459).
- Tratamiento de aguas residuales en instalaciones in situ, industriales y municipales (Sun et al., 2019, p.459)
- Inyección en pozos profundos en locaciones aprobadas (Sun et al., 2019, p.459).

Las cantidades y características del agua residual procedente de proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora son afectados por múltiples factores, tales como las condiciones geológicas, características de la fractura, composición del fluido de fractura, procedencia del agua cruda y la etapa de completamiento del pozo (Nicot, Scanlon, 2012); Las alternativas viables para el tratamiento y/o disposición final de aguas residuales procedentes de proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora dependen de los componentes químicos presentes en el fluido y su cantidad, la legislación que aplica en la región, la proximidad y capacidad de instalaciones para el tratamiento, Infraestructura, desarrollo, cronograma, costo y otros aspectos que pueden ser considerados por el operador del proyecto (Kargbo et al., 2010; Lutz et al., 2013; Vengosh et al., 2014; Zhang et al., 2016).

#### **4.2.1 Tratamientos Físicos**

Este tipo de tratamientos están basados en el principio de filtración, visto como la remoción física de partículas por tamaño; la separación puede ser pasiva (permitiendo que la gravedad y/o el flujo volumétrico hagan el trabajo), o activa (donde la energía se utiliza para ejercer presión y fuerza sobre el agua a través del medio filtrante o la membrana para detener los contaminantes) (Pierce et al., 2010).

Las limitantes asociadas a este tipo de procesos suelen estar enmarcadas por los siguientes aspectos: costos del medio o de fabricación de la membrana, componentes vinculados al sistema (repuestos), colmatación continua del medio o la membrana y los

requerimientos energéticos necesarios para generar la presión requerida para la remoción de los contaminantes; este tipo de procesos suelen ser utilizados para corrientes de alimentación cuyo *TDS* oscila entre 500 y 50.000 ppm (Aranguren et al., 2017, p. 8).

4.2.1.a. Filtración. La filtración consiste en la remoción de partículas suspendidas y coloidales presentes en una suspensión acuosa que escurre a través de un medio poroso; este proceso puede realizarse como etapa única de separación de sólidos en suspensión o con un tratamiento previo de coagulación floculación que permita separar los sólidos de menor tamaño y la materia coloidal (Otero, 2007, p. 103).

El objetivo básico de la filtración, por lo tanto, es separar las partículas y microorganismos objetables, que no han quedado retenidos en los procesos de coagulación y sedimentación. En consecuencia, el trabajo que los filtros desempeñan, depende directamente de la mayor o menor eficacia de los procesos preparatorios. (Arboleda, 2000).

La filtración puede efectuarse de muchas formas: con baja carga superficial (filtros lentos) o con alta carga superficial (filtros rápidos), en medios porosos (pastas arcillosas, papel de filtro) o en medios granulares (arena, antracita, granate o combinados), con flujo ascendente; descendente y mixto (parte ascendente y parte descendente). Por otro lado, el filtro puede trabajar a presión o por gravedad, según sea la magnitud de la carga hidráulica que exista sobre el lecho filtrante. La Tabla 11 presenta una clasificación de los filtros basada en estos criterios (Otero, 2007, p. 103).

**Tabla 11***Clasificación de los filtros según distintos criterios*

Velocidad de Filtración	Medio Filtrante	Carga sobre el lecho
Rápidos 120 - 360 m <sup>3</sup> /(m <sup>2</sup> día)	1. Arena	Por Gravedad
	2. Antracita	
	3. Mixtos Antracita (35-50 cm)	Por Presión
	Arena (20-35 cm)	
4. Mixtos Arena Antracita Granate		
Lentos 7 - 14 m <sup>3</sup> /(m <sup>2</sup> día)	Arena h = (60 - 100 cm)	Por Gravedad

**Nota.** Esta tabla muestra las características de diferentes medios filtrantes y el tipo de filtrado utilizado. Tomado de: Otero, N. (2007). Filtración de Aguas Residuales Para Reutilización [Trabajo de Grado] Universidad de la Laguna.

En los filtros de acción lenta, el agua pasa por gravedad a través de la arena a baja velocidad; la separación de las materias sólidas, se efectúa al pasar el agua por los poros de la capa filtrante adhiriéndose las partículas sólidas a los granos de arena (Otero, 2007, p. 103).

En los filtros de arena de acción rápida con superficie libre, el agua desciende por gravedad a través de la arena a alta velocidad; estos sistemas se utilizan para efluentes de aguas residuales provenientes de un tratamiento secundario, y es indispensable un pretratamiento con un coagulante para eliminar la mayor parte de las materias en suspensión por asentamiento (Otero, 2007, p. 104).

4.2.1.b. Membranas. Los sistemas de tratamiento de aguas con membranas fueron originalmente utilizados en proyectos de desalinización; pero los avances tecnológicos las han convertido en una opción bastante popular para la remoción de microorganismos, partículas y materia orgánica que afectan el sabor y claridad del fluido (Zhou, P. et al., 2006, p. 391).

Las membranas para tratamiento de aguas son láminas delgadas que pueden remover contaminantes basadas en propiedades tales como tamaño de partícula o la carga; el agua pasa a través de la membrana y de acuerdo con el tamaño las partículas, microorganismos y demás contaminantes son separados del fluido (Zhou, P. et al., 2006, p. 391).

Las membranas que son utilizadas en el tratamiento de aguas residuales pueden ser clasificadas por diferentes aspectos, como la presión de trabajo (alta, baja, osmótica, etc.) el mecanismo de trabajo, material de la membrana o la estructura de la membrana. (Chang et al., 2019, p. 36).

Los sistemas de membranas de baja presión incluyen la ultrafiltración (UF) y la microfiltración (MF); los sistemas de alta presión son la nanofiltración (NF) y la osmosis inversa (RO); la ósmosis directa (FO) y la ósmosis retardada por presión (PRO) son las principales membranas impulsadas por ósmosis. (Chang et al., 2019, p. 36).

4.2.1.b.I. Sistemas de Baja Presión. Los sistemas de baja presión (Ultrafiltración, Microfiltración) tienen la ventaja de poder ser ensamblados en una configuración compacta, lo que es ideal para sistema móviles o de tratamiento en sitio, donde el espacio es limitado (Chang et al., 2019, p. 36).

De acuerdo con Hankins y Singh (2016), las membranas son barreras semipermeables, esta barrera permite el paso de ciertos componentes, pero retiene otros. El desempeño de las membranas depende de diversos factores, incluyendo la selectividad de la membrana y el flujo; la estabilidad mecánica, química y térmica del material de la

membrana; la colmatación de la membrana durante la operación; y la buena compatibilidad respecto al fluido de alimentación (Hankins y Singh, 2016, p.15).

4.2.1.b.II. Sistemas de alta presión. Son sistemas usualmente utilizados para la desalinización de aguas; el desempeño de los sistemas de este tipo, entre los que destacan la nanofiltración y la ósmosis inversa, se ve afectada por factores tales como el efecto de la energía de hidratación, tipos de iones y la presión de operación (Chang et al., 2019, p. 39).

Entre los tratamientos, la Ósmosis Inversa ha sido el sistema más implementado en la industria del petróleo por su alta capacidad para la remoción de contaminantes, iones monovalentes, divalentes y polivalentes, entre otros (Aranguren et al., 2017, p. 8). Esta técnica puede ser utilizada a una rata aproximada de 1.000 m<sup>3</sup>/día; membranas densas y selectivas pueden ser utilizadas, con la capacidad de retener componentes de hasta 0,0001 µm; este proceso puede remover de forma eficiente sales, cal, algas, protozoos (5 a 15 µm), bacterias (0,4 a 30 µm), virus (0,004 a 6 µm), productos químicos orgánicos e inorgánicos, sales acuosas, iones metálicos y no metálicos); estas membranas están diseñadas para lograr la remoción del exceso de Cloruro de Sodio – NaCl- hasta en un 90% (Valero, 2013).

Otra alternativa relacionada con este tipo de tratamiento es la Destilación por membrana (MD) cuya principal característica es la combinación de procesos térmicos y físicos para mejorar la calidad del agua; los beneficios de esta tecnología en comparación con la Ósmosis Inversa son (Minier-Matar et al, 2014):

- La calidad del agua destilada obtenida tras una sola etapa, a diferencia de la Ósmosis Inversa que requiere múltiples etapas.
- El sistema no se ve afectado por la salinidad.
- Bajo costo de capital para su implementación debido al muy bajo costo de los materiales de construcción.

## **4.2.2 Tratamientos Químicos**

Son los tratamientos de agua residual que involucran reacciones químicas. Estos sistemas suelen ser utilizados en combinación con procesos físicos y biológicos; los tratamientos químicos han sido utilizados en la industria de los hidrocarburos para la inhibición de la corrosión, disminución de incrustaciones, biocidas, entre otros. (Aranguren et al., 2017, p.9).

4.2.2.a. Coagulación – Floculación. Se llama coagulación – floculación al proceso por el cual las partículas se aglutinan en pequeñas masas con peso específico superior al del fluido permitiendo la remoción de los contaminantes que aportan turbiedad y color (Arboleda, 2000, p. 30).

Sales inorgánicas (generalmente a base de aluminio y hierro) son añadidas al agua donde se disocian en sus especies y rápidamente forman una amplia gama de compuestos cargados positivamente; los coloides suspendidos cargados negativamente son desestabilizados por estos compuestos y se juntan para formar partículas de mayor tamaño (floculación) denominadas flocs, que son luego separadas y dispuestas (Sitterley, 2015, p. 13). Este proceso se usa para (Arboleda, 2000, p. 30):

- Remoción de elementos orgánicos e inorgánicos que no sedimentan rápidamente.
- Remoción de color verdadero y aparente.
- Eliminación de bacterias, virus y organismos patógenos susceptibles de ser separados por coagulación.
- Destrucción de algas y plancton en general.
- Eliminación de sustancias productoras de sabor y olor.
- Precipitados químicos o compuestos orgánicos suspendidos.

La coagulación comienza en el mismo instante en que se agregan los coagulantes al agua y dura solamente fracciones de segundo; básicamente consiste en una serie de

reacciones físicas y químicas entre los coagulantes, la superficie de las partículas, la alcalinidad del agua y el agua misma (Arboleda, 2000, p. 31).

De acuerdo con Arboleda (2000), la floculación es el fenómeno por el cual las partículas ya desestabilizadas chocan unas con otras para formar coágulos mayores. En la Tabla 12. Se puede observar un resumen de los procesos de coagulación y floculación:

**Tabla 12**

*Coagulación y Floculación*

Proceso	Características
Desestabilización de partículas (Coagulación)	Adsorción - neutralización
	Puente Químico
	Sobresaturación
Transporte de partículas (Floculación)	Ortucinético Creado en el líquido por el gradiente de velocidad
	Pericinético Por movimiento Browniano o sedimentación

**Nota.** Esta tabla muestra las diferencias entre los procesos de coagulación y floculación. Tomado de: Arboleda, J. (2000). Teoría y práctica de la purificación del agua. Mcgraw Hill. 3(1). pp. 31

La eficiencia de la coagulación como tecnología de tratamiento se debe a diferentes factores: el tipo de coagulante, la dosificación de coagulante, condiciones de mezclado, temperatura de operación, pH, propiedades de las partículas, y la fuerza iónica del agua; por lo general las sales inorgánicas utilizadas como agentes coagulantes en el tratamiento son añadidas en solución (coagulación química) pero también es posible añadirlas a través de electrocoagulación (Sitterley, 2015, p. 14).

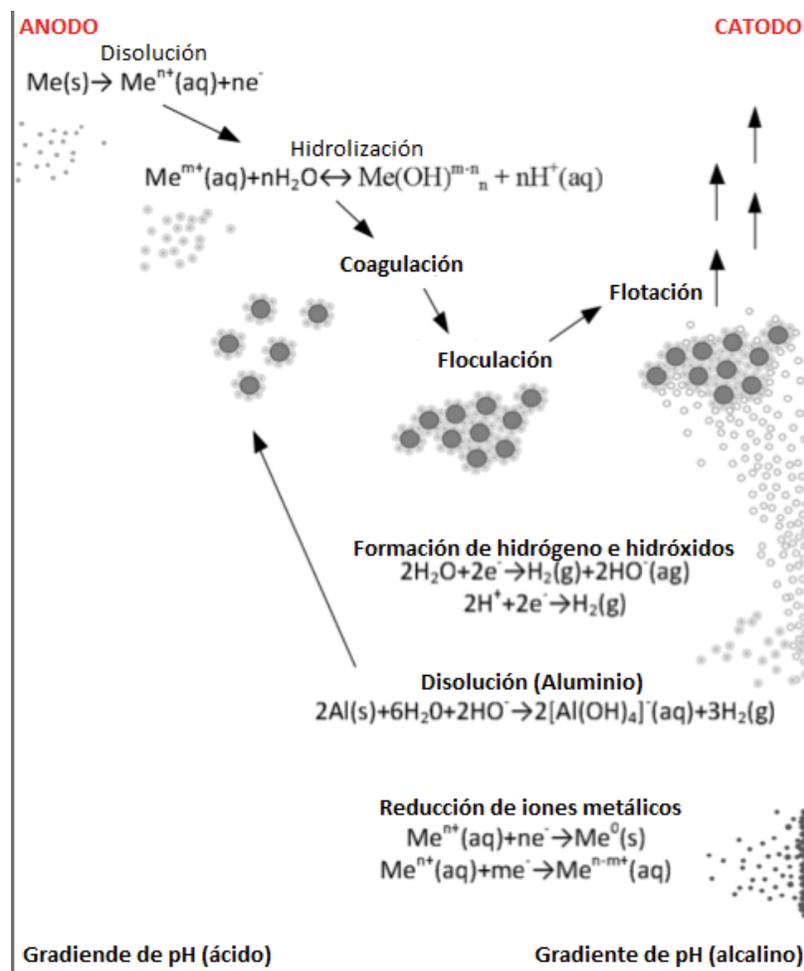
La electrocoagulación es una tecnología de tratamiento físico – química que ha sido implementada en gran medida en el siglo 20 y que es utilizada como proceso primario en el tratamiento de aguas residuales; este sistema funciona haciendo pasar una corriente eléctrica entre dos o más electrodos que se encuentran sumergidos en el agua a ser tratada; la corriente eléctrica genera reacciones química que se desarrollan en el cátodo (electrodo positivo) y en el ánodo (electrodo negativo) para producir

especies metálicas cargadas positivamente que se precipitan y desestabilizan las partículas suspendidas en el agua y neutralizan su carga eléctrica; estas partículas desestabilizadas se aglomeran y se asientan (Sitterley, 2015, p. 14).

En el cátodo y en el ánodo se desarrollan una gran cantidad de reacciones químicas de manera simultánea, las cuales impactan en la eficiencia del sistema de electrocoagulación; en la Figura 6. Se pueden observar estas reacciones:

**Figura 6**

*Electrocoagulación*



**Nota.** La figura representa las etapas del proceso de electrocoagulación. Tomado de: Sitterley, K. (2015). Evaluation Chemical and Electrocoagulation for the Treatment of the Hydraulic Fracturing Wastewater. [Trabajo de grado]. Universidad de Colorado.

4.2.2.b. Intercambio iónico. Las tecnologías de intercambio iónico son utilizadas para la remoción de iones monovalentes, divalentes y iones metálicos del agua de retorno mediante el uso de resinas; este tipo de sistemas tiene un tiempo de vida útil promedio de 8 años y requiere un pre tratamiento para la eliminación de sólidos; adicionalmente, también involucra el uso de productos químicos para la producción de las resinas y para la desinfección del fluido (Aranguren et al., 2017, p.9).

Los costos operativos constituyen más del 70% del costo total de este tipo de sistemas. (Igunnu y Chen, 2012).

De acuerdo con Sánchez Ruiz (2015) el intercambio iónico es la operación unitaria que permite la separación de especies iónicas disueltas mediante su transferencia desde la fase líquida a un material intercambiador sólido, en el que sustituyen a otros iones del mismo signo eléctrico, que a su vez pasan a la fase líquida; su inclusión entre las operaciones de tratamiento y depuración de aguas residuales permite la eliminación (y eventual recuperación) de componentes iónicos disueltos en un efluente antes de su vertido final o de su reutilización, asegurando la calidad requerida al agua en ambos casos; además de aniones inorgánicos y cationes metálicos, también son susceptibles de ser eliminadas mediante intercambio iónico las formas ionizadas de numerosas moléculas orgánicas, entre las que se encuentran los colorantes solubles en agua, resistentes a los tratamientos de depuración convencionales y responsables del color que presentan los efluentes de los procesos de tinción en los que se emplean.

Un sistema de intercambio iónico consta de una fase sólida, insoluble (el material intercambiador de iones), rodeada por una fase líquida en la que se encuentra el soluto de interés que se pretende separar. El proceso de intercambio iónico se establece cuando la fase sólida incorpora dicho soluto a su estructura sin que se produzca una modificación permanente de la misma (Sánchez, 2015, p. 2).

4.2.2.c. Oxidación Avanzada. Los procesos de oxidación avanzada (*AOP*), son definidos como aquellos procesos de oxidación que abarcan la generación de radicales hidroxilo en cantidades suficientes para interactuar con los compuestos orgánicos del medio; los más comunes utilizan ozono ( $O_3$ ), peróxido de hidrógeno ( $H_2O_2$ ), radiación ultravioleta y la foto catálisis como medio oxidante; una de las consecuencias de la alta reactividad de estos agentes oxidantes es su baja selectividad, pero esta característica, que puede verse como una desventaja en procesos productivos, es una propiedad deseable en el caso de la eliminación de contaminantes en aguas residuales (Fernández-Alba et al., 2006).

La ozonización es un proceso de infusión de agua con ozono, que se ha utilizado ampliamente en el tratamiento de aguas residuales para facilitar la descomposición de contaminantes orgánicos; es considerado un proceso de oxidación avanzada debido a la descomposición de moléculas de ozono en radicales hidroxilo a través de la reacción en cadena y estos radicales tienen un alto potencial de oxidación, 2,8 veces más alto que el de la molécula de Ozono, esto le permite atacar moléculas orgánicas e inorgánicas de forma no selectiva con altas velocidades de reacción (Zheng, 2017, p. 62).

Durante el tratamiento por ozonización, los contaminantes orgánicos como los Hidrocarburos aromáticos policíclicos (*PAH*) y los BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xilenos) sufren una serie de reacciones de oxidación y transformación espontánea (Zheng, 2017, p. 62).

Los procesos de oxidación avanzada (*AOPs*) son tecnologías capaces de remover de manera efectiva contaminantes orgánicos con ventajas como alta rentabilidad, tamaño reducido del sistema y respeto por el medio ambiente; son procesos especialmente adecuados para operaciones donde el espacio de operación es limitado (Zheng, 2017, p. 226).

Estos procesos pueden ser utilizados de manera combinada, siendo catalogados como métodos híbridos tales como ozono / peróxido de hidrógeno, reacción de Fenton asistida por ultrasonido, *Photo-Fenton* (Fenton con una fase de irradiación ultravioleta), entre otros, para obtener una mayor eficiencia de oxidación y superar las limitaciones y dificultades de los AOP individuales respecto a algunos contaminantes específicos (Saharan et al., 2014, p. 142).

#### **4.2.3 Tratamientos Térmicos**

En este tipo de tratamientos se utiliza energía para calentar el fluido para forzar su evaporación y posteriormente condensarlo para obtener agua fresca; estas tecnologías se derivan del principio de conservación de energía (Ely et al., 2011). Los procesos térmicos de separación aún son utilizados en lugares donde la generación de energía es a bajo costo (*Colorado School of Mines*, 2009). Con la proliferación de pozos de gas procedentes de roca generadora en Estados Unidos, el tratamiento del fluido de retorno con concentraciones de sólidos disueltos totales (*TDS*) superiores a 100000 ppm ha ampliado la aplicación de sistemas térmicos para el tratamiento (Dores et al., 2012; Hussain et al., 2014).

Los beneficios del tratamiento térmico son la flexibilidad y la eficacia; flexibilidad teniendo en cuenta que este tipo de tratamientos puede ser aplicado a cualquier tipo de agua generando un afluente de buena calidad, y eficacia ya que elimina todos los sólidos disueltos y en suspensión, generando un afluente de buena calidad que podría ser descargado directamente al medio ambiente (cuerpos de agua); por otra parte, las grandes desventajas de este tipo de tratamientos incluyen: volúmenes manejados, consumo de energía, su alto costo y los residuos sólidos retirados, muy comúnmente observado en la Destilación Flash de Etapas Múltiples y Multi efecto, donde es muy complicado manejar altas velocidades de flujo en un espacio reducido, aumentando considerablemente los costos de generación de energía para poder obtener un fluido en buenas condiciones (Ely et al., 2011).

Las tecnologías de separación térmica utilizadas para desalar incluyen: Destilación flash multi etapa (*MSF*), Destilación Multi efecto (*MED*), Desvaporación, Destilación por compresión de vapor (*VCD*) y evaporación por congelación – descongelación; *MSF* y *VCD* son tecnologías robustas y maduras utilizadas en la industria del tratamiento de agua con buenos resultados para la eliminación de contaminantes (Aranguren et al., 2017, p.9).

### **4.3 Planteamiento del proceso aplicable para el tratamiento de agua de retorno procedente de la actividad de fracturamiento**

Luego de determinar los parámetros críticos de fluidos de retorno en proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora ejecutados en el extranjero e identificar las diferentes operaciones utilizadas en la industria para el tratamiento de aguas el siguiente paso es el planteamiento de un sistema que integre múltiples técnicas de tratamiento que permita controlar los parámetros críticos identificados y así poder obtener un fluido que cumpla con los requisitos normativos aplicables en nuestro país. Para integrar estas operaciones y proponer un sistema eficiente y sostenible se debe contar con los siguientes elementos:

- Características de entrada del fluido al sistema propuesto
- Operaciones unitarias y su dimensionamiento
- Disposición de las operaciones unitarias y simulación del proceso.

#### **4.3.1 Características de entrada del fluido**

Basados en los resultados obtenidos en el desarrollo del primer objetivo de este proyecto se recopilaron los parámetros fisicoquímicos cuyos valores fueran más altos y/o distantes respecto a la normatividad colombiana con el fin de identificar las características más críticas posibles del fluido. De acuerdo con los anterior y tomando como base el *Anexo 1. CARACTERÍSTICAS FISICOQUÍMICAS DE FLUIDOS DE RETORNO* los valores más críticos se relacionan a continuación:

**Tabla 13***Parámetros Físicoquímicos críticos – parte 1*

<b>PARÁMETROS</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>VALOR</b>	<b>PROYECTO</b>
pH	Unidades de pH	5,37	Neuquen
DQO	mg/L O2	15358	<i>Marcellus</i>
DBO5	mg/L O2	-	-
Sólidos suspendidos totales (SST)	mg/L	1108	Pico Plata
Sólidos sedimentables (SSED)	mg/L	0,2	Pico Plata
Sólidos disueltos totales (TDS)	mg/L	243000	<i>Duvernay</i>
Turbiedad	NTU	1835	<i>Dj Basin</i> día 1
Grasas y aceites	mg/L	84	Pico Plata
Fenoles	mg/L	60	Pico Plata
Sustancias activas al azul de metileno	mg/L	-	-
Hidrocarburos totales (TPH)	mg/L	82	Pico Plata
Hidrocarburos aromáticos policíclicos	mg/L	-	-
BTEX	mg/L	4300	Pico Plata
Compuestos orgánicos halogenados absorbibles	mg/L	-	-
Fósforo total	mg/L	-	-
Ortofosfatos	mg/L	0,63	Pico Plata
Nitratos	mg/L	5,2	<i>Dj Basin</i>
Nitrógeno amoniacal	mg/L	24,7	<i>Dj Basin</i>
Nitrógeno total	mg/L	19,3	<i>Eagle Ford</i>
Cianuro total	mg/L	0,055	<i>Dj Basin</i>
Cloruros	mg/L	136000	<i>Duvernay</i>
Fluoruros	mg/L	-	-
Sulfatos	mg/L	216	<i>Sichuan</i>
Sulfuros	mg/L	0,31	<i>Dj Basin</i>
Aluminio	mg/L	1000	<i>Eagle Ford</i>
Antimonio	mg/L	-	-
Arsénico	mg/L	25	<i>Eagle Ford</i>
Bario	mg/L	2224	<i>Marcellus</i>
Berilio	mg Be/L	-	-
Boro	mg/L	711	<i>Eagle Ford</i>
Cadmio	mg/L	20	<i>Eagle Ford</i>
Calcio	mg/L	20731	Neuquen
Cinc	mg/L	100	<i>Eagle Ford</i>

**Nota.** Esta tabla muestra los parámetros físico - químicos críticos en diferentes proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora.

**Tabla 14***Parámetros Fisicoquímicos críticos – parte 2*

<b>PARÁMETROS</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>VALOR</b>	<b>PROYECTO</b>
Cobalto	mg Co/L	-	-
Cobre	mg/L	130	<i>Eagle Ford</i>
Cromo	mg/L	55	<i>Eagle Ford</i>
Estroncio	mg/L	1816	Neuquen
Hierro	mg/L	190	Neuquen
Litio	mg/L	54,6	<i>Duvernay</i>
Magnesio	mg/L	3551	Neuquen
Manganeso	mg/L	632	<i>Marcellus</i>
Mercurio	mg/L	0,2	<i>Eagle Ford</i>
Molibdeno	mg/L	50	<i>Eagle Ford</i>
Níquel	mg/L	200	<i>Eagle Ford</i>
Plata	mg/L	50	<i>Eagle Ford</i>
Plomo	mg/L	22,4	<i>Eagle Ford</i>
Potasio	mg/L	2570	<i>Duvernay</i>
Rubidio	mg/L	0,23	<i>Dj Basin</i>
Silicio	mg/L	148	<i>Eagle Ford</i>
Sodio	mg/L	35939	Neuquen
Selenio	mg/L	25	<i>Eagle Ford</i>
Titanio	mg/L	0,028	<i>Dj Basin</i>
Vanadio	mg/L	0,12	<i>Dj Basin</i>
Ácido Acético	mg/L	1600	<i>Dj Basin</i>
Ácido n-butírico	mg/L	19	<i>Dj Basin</i>
Ácido propiónico	mg/L	33	<i>Dj Basin</i>
Acidez total	mg/L CaCO3	352	Pico Plata
Alcalinidad total	mg/L CaCO3	1950	Pico Plata
Dureza cálcica	mg/L CaCO3	-	-
Dureza total	mg/L CaCO3	599	Pico Plata
Color	m-1	-	-

**Nota.** Esta tabla muestra los parámetros fisicoquímicos críticos en diferentes proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora.

De acuerdo con los elementos listados anteriormente se puede concluir que:

- 15 de los parámetros críticos son del proyecto desarrollado en la formación Eagle Ford (USA)
- 10 de los parámetros críticos son del proyecto desarrollado en la formación *Denver-Julesburg (DJ) Basin* - Colorado (USA)

- 10 de los parámetros críticos son de las pruebas extensas desarrolladas en el pozo Pico Plata (Colombia)
- 6 de los parámetros críticos son del proyecto desarrollado en la provincia de Neuquen (Argentina)
- 4 de los parámetros críticos son del proyecto desarrollado en la formación *Duvernay* - Alberta (Canadá)
- 3 de los parámetros críticos son del proyecto desarrollado en la formación *Marcellus Shale* (USA)
- 1 de los parámetros críticos es del proyecto desarrollado en la formación *Dj Basin - Wattenber Field* - Colorado (USA) Retorno promedio día 1.
- 1 de los parámetros críticos es del proyecto desarrollado en Sichuan (China) Cn-F *Prophase*

Adicionalmente, se ha identificado que la formación Eagle Ford muestra similitudes en las características petrofísicas y geológicas respecto a la formación La Luna, localizada en el Valle Medio del Magdalena (VMM), de acuerdo con la información suministrada en Dong et al. (2014), Lesar (2011), U.S. *Energy Information Administration* (2011), Murphy (2013) y la caracterización del intervalo del fondo del pozo La Luna 1, llevado a cabo por el Instituto Colombiano del Petróleo (Centro de investigación, Desarrollo, innovación y tecnología -ICP) (2012). En la Tablas 15 se puede observar un comparativo entre las formaciones.

**Tabla 15**Analogía entre las formaciones *Eagle Ford* y *La Luna*

FORMACIÓN	EAGLE FORD	LA LUNA	
		Salada	Galemo
Era Geológica	Cretáceo	Cretáceo Superior	
Área Aproximada (m2)	12.140.569.267	6.190.071.584	
Cuenca	<i>Appalachian</i>	VMM	
Composición Mineral	Quartz: 3% Calcita: 77% Dolomita: 2% Pirita: 6% Arcilla: 8% Otros: 4%	Quartz: 62% Carbonatos: 25% Arcillas: 13%	
Porosidad (%)	4 a 10	8,3 +- 0,023 8,27 +- 3,54	8,69 +- 0,037 6,89 +- 2,9
Permeabilidad	1 a 1,5	17	
Espeor	31 a 101	198 a 274	274 a 518
Carbono Orgánico Total - TOC (%)	2 a 9	3,7 +- 1,63	3 +- 1,22
Tipo de Hidrocarburos	Gas Seco, Gas Húmedo/Condensado y Petróleo con API entre 33° y 50°	Crudo Liviano Gas Húmedo	Crudo Pesado
Reservas Totales	150 Tera pies cúbicos (Tcf) de gas y 33 m3/millones de pies cúbicos estándar (MMcf) de petróleo.	117,8 Tcf de Gas 12.120 billones m3 de petróleo.	
Profundidad promedio (m)	1.676 a 4.572	836 a 3781	
Gradiente de presión (psi/m)	1,3 a 2,13	1,8 a 2,6	
Temperatura (K)	350 a 384	355 a 361	
Temperatura Máxima (K)	-	494 a 504	
Tipo de Kerógeno	I y II	II	
Reflectancia de la vitrinida - Ro (%)	0,8 a 3	0,6 a 1	
Coefficiente de <i>Poisson</i>	-	0,120 a 0,375	
Módulo de Young (10/6 psi)	-	1,476 a 5,248	
Reservas técnicamente recuperables	532.608 m3 de petróleo 21 Tcf de gas	14.1 Tcf de gas 728 m3 de petróleo	

**Nota.** Esta tabla muestra las características de las formaciones *Eagle Ford* y *La Luna*. Tomado de: Aranguren, F., Calderón, Z. y Usuriaga, J. (2017). A selection methodology of flowback treatment technologies and water reuse in hydraulic fracturing in source rocks – a strategy to reduce the environmental impacts in Colombia. *Ciencia, Tecnología y Futuro*. 7(1). pp. 12

Para establecer las similitudes entre estas dos formaciones se tomaron en cuenta los siguientes parámetros: permeabilidad, porosidad, TOC (Cerón et al., 2013), tipo de hidrocarburos, tipo de kerógeno, temperatura y reflectancia vitrinita (Ro). Comparando cada uno de los parámetros mencionados entre las dos formaciones mostradas en las Tablas 15 y 16, se puede ratificar la similitud de los datos (Aranguren et al., 2017, p.12).

Una vez identificada la formación de lutitas Eagle Ford como la formación foránea análoga a la colombiana La Luna, se puede asumir que la composición físico química del *flowback* resultante de esta formación en Estados Unidos es la composición base del fluido de retorno en una formación no convencional en territorio colombiano (Aranguren et al., 2017, p.12). Por lo anterior, para el proceso de simulación se decidió tomar como parámetros físico químicos de entrada los relacionados con la formación Eagle Ford. Para aquellos parámetros que no presenten un valor comparado con los referenciados en la normatividad colombiana se utilizarán los valores de otros proyectos iniciando con la referencia más cercana a las condiciones del país como son los resultados obtenidos de las pruebas extensas del pozo Pico Plata y a partir de ahí continuar con los parámetros críticos de las demás formaciones.

#### **4.3.2 Elección de operaciones unitarias**

Para la elección del conjunto de tecnologías que conformarán el sistema de tratamiento propuesto se tendrán en cuenta los parámetros que controla cada operación unitaria. En las Tablas 16 y 17 se listan diferentes tipos de tecnologías y los principales aportes que pueden hacer al sistema.

**Tabla 16**

*Tecnologías de tratamiento - parte 1*

Sistema de Tratamiento	PARÁMETROS A CONTROLAR														
	TDS (Rango de Operación)	Extracción de aceite Sólidos suspendidos	Hierro	Magnesio	Dureza (Ca-Mg)	Orgánicos solubles	Trazas de orgánicos	Sales	SAR*	DBO	DQO	Boro y Silicatos	Amonio	Metales Pesados	BTEX
Separador API	Sin restricción	x	x												
Filtro de lecho profundo	Sin restricción	x	x												
Hidrociclón	Amplio Rango	x	x												
DAF	Sin restricción	x	x												
Sedimentación y aireación	Sin restricción		x	x											
Suavizado por precipitación	Sin restricción					x							x		
Filtración de arena	Sin restricción		x												
UV	500														
Carbón Activado	Sin restricción														
Tratamiento Biológico	Bajo														
Adición de Química	Sin restricción														
Coagulación Floculación	Sin restricción		x												
Absorción	Amplio Rango	x		x	x										x
Intercambio Iónico	500 - 5.000					x									x
Ozonización	Sin restricción	x		x											
Oxidación Avanzada	< 10.000														

**Nota.** Esta tabla muestra las diferentes técnicas de tratamiento que han sido utilizadas en el sector de hidrocarburos junto con los parámetros críticos que controlan. Tomado de Aranguren, F., Calderón, Z. y Usuriaga, J. (2017). A selection methodology of flowback treatment technologies and water reuse in hydraulic fracturing in source rocks – a strategy to reduce the environmental impacts in Colombia. *Ciencia, Tecnología y Futuro*. 7(1). pp. 10

**Tabla 17**

*Tecnologías de tratamiento - parte 2.*

Sistema de Tratamiento	PARÁMETROS A CONTROLAR															
	TDS (Rango de Operación)	Extracción de aceite	Sólidos suspendidos	Hierro	Magnesio	Dureza (Ca-Mg)	Orgánicos solubles	Trazas de orgánicos	Sales	SAR*	DBO	DQO	Boro y Silicatos	Amonio	Metales Pesados	BTEX
Electrocoagulación	Sin restricción	x	x	x			x	x			x	x				
Membranas de Biorreactor	< 30.000	x	x				x									
Ósmosis Inversa	20.000 - 47.000					x			x				x (4)	x (3)		
Ósmosis Directa	500 - 70.000	x	x						x					x (1)		
Ultrafiltración	1.000 - 25.000	x	x													
Nanofiltración	1.000 - 25.000	x	x	x (2)		x				x				x (1)		
Destilación con Membrana	500 - 70.000								x				x (5)		x	
	> 40.000						x		x						x	
Flash multietapa	40.000								x							
	Amplio Rango								x							
Evaporación por rocío	> 60.000								x							
MVC	> 40.000								x							
MVR	80.000 - 100.000								x							
Electrodialisis	> 80.000						x		x							
Cristalización	> 50.000								x							
Destilación	40.000 - 45.000								x							

\* Relación de absorción de sodio; (1) Remoción del 8%; (2) Remoción >99% de MgSO<sub>4</sub> y remoción moderada de otros minerales (<90%); (3) Remoción del 60 – 80%; (4) Remoción inferior al 50%; (5) Remoción de Boro.

**Nota.** Esta tabla muestra las diferentes técnicas de tratamiento que han sido utilizadas en el sector de hidrocarburos junto con los parámetros críticos que controlan. Tomado de Aranguren, F., Calderón, Z. y Usuriaga, J. (2017). A selection methodology of flowback treatment technologies and water reuse in hydraulic fracturing in source rocks – a strategy to reduce the environmental impacts in Colombia. *Ciencia, Tecnología y Futuro*. 7(1). pp. 10

Teniendo en cuenta los parámetros críticos identificados y los procesos que podrían llegar a controlarlos teniendo en cuenta su rango de operación relacionado con el TDS, la cantidad de contaminantes que pueden manejar, además del acceso a las diferentes tecnologías en el país teniendo en cuenta su costo, eficiencia, simplicidad y disponibilidad en territorio nacional se plantean dos alternativas de sistema compuestos por las siguientes operaciones unitarias:

### **Alternativa 1:**

1. Separador API: para controlar Aceites y sólidos suspendidos gruesos
2. Sedimentación y aireación primaria: para controlar sólidos suspendidos gruesos y hierro
3. Ozonización: para controlar parámetros como el DBO, DQO, trazas de orgánicos, orgánicos solubles, hierro y aceites residuales.
4. Coagulación – Flocculación: para controlar sólidos suspendidos no removidos en los procesos anteriores (finos).
5. Nanofiltración: para controlar trazas de aceites, sólidos suspendidos finos, hierro precipitado por oxidación en procesos anteriores, dureza, SAR y amonio.
6. Ósmosis Inversa: controlar dureza, sales, boro, silicatos y amonio.

### **Alternativa 2:**

1. Separador API: para controlar Aceites y sólidos suspendidos
2. Ozonización: para controlar parámetros como el DBO, DQO, trazas de orgánicos, orgánicos solubles, hierro y aceites residuales.
3. Electrocoagulación: para controlar sólidos suspendidos, hierro, aceites, orgánicos solubles, trazas de orgánicos, DBO y DQO.
4. Nanofiltración: para controlar aceites, sólidos suspendidos finos, hierro precipitado por oxidación en procesos anteriores, dureza, SAR y amonio.
5. Ósmosis Inversa: controlar dureza, sales, boro, silicatos y amonio.

Como se puede observar la diferencia entre las dos alternativas propuestas radica principalmente en la etapa que involucra una reacción química para desestabilizar y precipitar sólidos suspendidos, aceite emulsionado y metales pesados. Para decidir entre las tecnologías se hace uso del software *Superdecisions*, el cual permite ponderar diferentes criterios de decisión y realizar una evaluación conjunta de los mismos mediante una matriz de selección.

Los criterios de selección elegidos para realizar el análisis son los siguientes:

- Parámetros controlados: cantidad de contaminantes capaz de controlar.
- Costo: costo operativo.
- Operación: eficiencia y Variables Operativas.

La electrocoagulación tiene la capacidad de controlar una mayor cantidad de parámetros respecto a una combinación entre un sistema de aireación – sedimentación y la coagulación – floculación con adición de productos químicos, pero al ser una técnica poco utilizada en el país el entrenamiento necesario y la aplicabilidad de la tecnología puede dificultar su rápida implementación, además de poder incurrir en errores operacionales críticos para las demás etapas del proceso.

En el área del tratamiento de las aguas residuales, la electrocoagulación ha demostrado ser altamente efectiva en la eliminación de coloides (1-1.000 nm), en la reducción de la DQO, eliminación de sales (amonio, sulfatos, fosfatos), eliminación de policlorobifenilos, cianuros, nitritos, fenoles, tensioactivos, tintes y colorantes, eliminación de grasas, aceites y emulsiones, electro-deposición de metales pesados (Zn, Pb, Ni, Cr) y, más recientemente, eliminación de contaminantes emergentes (Moya-Llamas, 2017).

Younker et al. (2011) comparó el proceso de coagulación química con la electrocoagulación en el tratamiento de agua de producción preparada en el laboratorio emulando las características del fluido en el Atlántico Canadiense. Se estableció que la coagulación química se realizaría con sales metálicas inorgánicas ya que es un método

de tratamiento común debido a que muchos de los contaminantes tienen carga superficial negativa y están estabilizadas por repulsión electrostática. Las sales metálicas forman especies cargadas positivamente que desestabilizan los coloides permitiendo su unión y formación de flocs. La electrocoagulación es definida como un proceso electrolítico donde ánodos de sacrificio son corroídos para producir especies metálicas catiónicas para inducir la coagulación. Este proceso permite la reducción de químicos para el tratamiento y también reduce los volúmenes de desechos en comparación con la coagulación química.

Para este experimento fue medida la disminución de DBO como método de control a través de un DAF y el porcentaje de remoción fue del 23%. Para la coagulación química el mayor porcentaje de disminución de DBO fue del 70% y se alcanzó utilizando 80 mg/L de cloruro férrico (coagulante) a un pH de 8. La remoción más alta reportada a un pH de 5 fue 69% con una dosis de cloruro férrico de 40 mg/L. Estos resultados indicaban que la neutralización de cargas es un mecanismo muy importante para la disminución de DBO. La Electrocoagulación entregó una disminución de DBO del 74% a un pH de 5 y una dosis de hierro de 20,6 mg/L, que equivale a 60 mg/L de cloruro férrico. Con la misma dosificación de hierro a un pH de 8 solo se obtuvo una reducción de 48%. Se observó que los flocs se hacían más pesados cuando se aumentaba la dosis de coagulante en los dos procesos. Como conclusión del estudio se pudo determinar que la Electrocoagulación y la Coagulación química tienen un rendimiento similar para la disminución de DBO y una alta conductividad del fluido favorece el proceso de Electrocoagulación debido a que hay menos resistencia entre los electrodos lo que conlleva un menor uso de energía para el proceso (Younker et al., 2011).

Adicionalmente, la electrocoagulación no es una tecnología nueva y ha tomado fuerza en los últimos años debido a su bajo costo operativo (principalmente por la reducción en el consumo de energía y la implementación de energías alternativas para su ejecución), mejores eficiencias y configuraciones compactas. Su principio de operación es similar al de la coagulación química, excepto que en vez de usar sustancias

químicas que desestabilizan los coloides, los ánodos de aluminio o hierro en el reactor electroquímico liberan cationes  $Al^{+3}$  o  $Fe^{+2}$  en la solución tras la aplicación de un campo eléctrico. En el cátodo, ocurre la disociación del agua, generando iones hidroxilo que ayudan en la precipitación de contaminantes mediante la formación de hidróxidos en la solución. El proceso es más complejo comparado con la coagulación química convencional. Los nuevos desarrollos en el área incluyen mejores electrodos, mejoras en la cinética y configuraciones de reactores electroquímicos más modernas. Existen estudios que indican que la eficiencia de la electrocoagulación en la remoción de metales pesados del agua residual y su integración con procesos de absorción para el control de Cr (VI) están en el orden del 97% en un rango de pH entre 3 y 6 (Ait Ouaisa et al., 2013).

En la Tabla 18. Se puede observar un resumen de las ventajas y desventajas de la electrocoagulación respecto a la coagulación química convencional según diversos autores (García-Segura et al. 2017, Brillas y Martínez-Huitle et al. 2015, Arango 2005):

**Tabla 18**

*Ventajas y Desventajas de la Electrocoagulación*

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los costos de operación son menores comparados con los procesos convencionales usando sales y polímeros para el tratamiento físico-químico.</li> <li>• Requiere de equipos simples y de fácil operación.</li> <li>• Elimina requerimientos de almacenamiento y uso de productos químicos.</li> <li>• Genera lodos más compactos y en menor cantidad, lo que involucra menor problemática de la disposición final de estos lodos.</li> <li>• El control de pH no es necesario, excepto para valores extremos.</li> <li>• Produce flóculos más grandes que aquellos formados en la coagulación química y contienen menos agua ligada, mejorando la manejabilidad del lodo.</li> <li>• Alta efectividad en la remoción de un amplio rango de contaminantes.</li> <li>• El paso de la corriente eléctrica favorece el</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es necesario reponer los electrodos de sacrificio.</li> <li>• No es efectivo en la remoción de DBO soluble proveniente de solventes y anticongelantes.</li> <li>• Los lodos contienen altas concentraciones de hierro y aluminio, dependiendo del material del electrodo de sacrificio utilizado.</li> <li>• Puede ser un tratamiento costoso en regiones en las cuales el coste de la energía eléctrica es alto.</li> <li>• En muchos casos, el óxido formado en el cátodo puede formar una capa que impide el paso de la corriente eléctrica, disminuyendo de esta forma la eficiencia del proceso.</li> </ul>

Tabla 18 (Continuación)

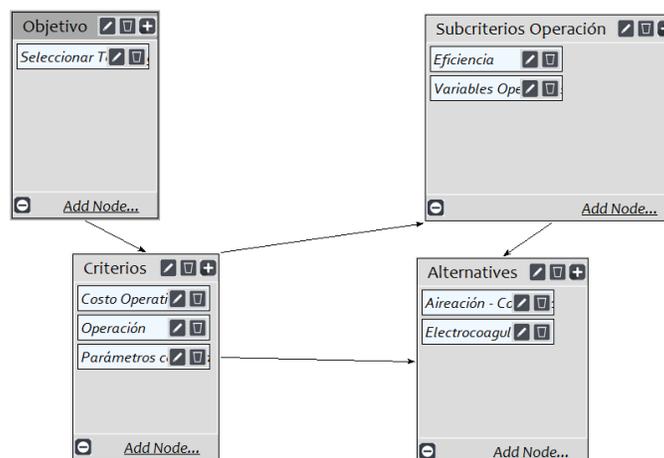
VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> <li>• movimiento de las partículas de contaminante más pequeñas, incrementando la coagulación de las mismas.</li> <li>• Se consiguen efluentes de alta calidad.</li> <li>• Los contaminantes son arrastrados por las burbujas a la superficie del agua tratada, donde pueden ser removidos con mayor facilidad.</li> </ul>	

**Nota.** Esta tabla muestra las ventajas y desventajas del proceso de electrocoagulación.

Para realizar la toma de decisión entre las alternativas usando el software Superdecisions se deben interrelacionar los criterios de selección y los mismos deben ser ponderados. Esta calificación se hace de manera cualitativa de acuerdo con los argumentos expuestos anteriormente. A continuación, se referencian las diferentes relaciones entre los criterios y su respectiva ponderación. El objetivo principal de la matriz de selección es escoger entre dos alternativas de tratamiento, la coagulación química convencional combinada con un proceso de aireación y sedimentación preliminar y la tecnología de electrocoagulación.

**Figura 7**

*Esquema general de matriz de selección en Superdecisions*



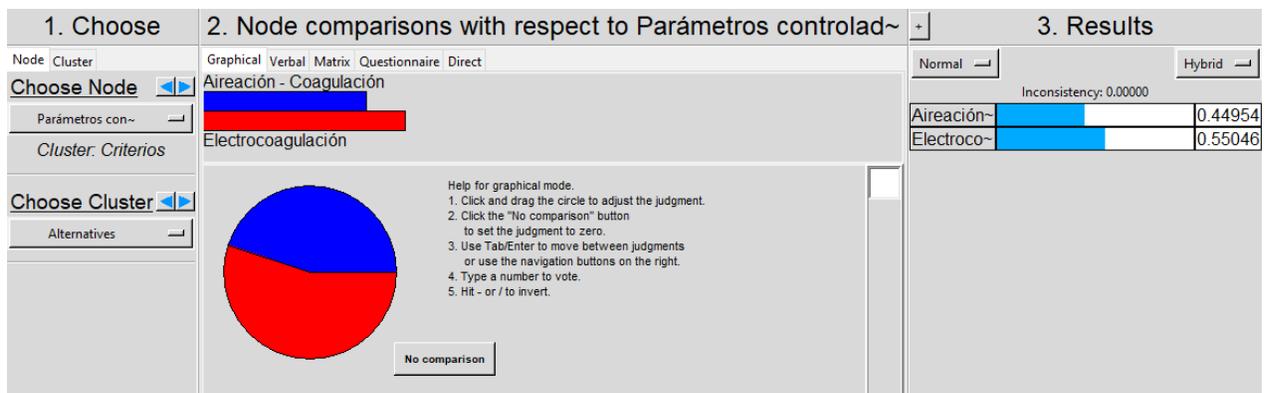
**Nota.** La figura muestra la representación gráfica de la matriz de decisión en el programa Superdecisions.

Los dos primeros criterios de selección, parámetros controlados y costo operativo, son simples y van directamente conectados con las dos alternativas propuestas. El tercer criterio, el de operación, cuenta con tres sub criterios que deben ser relacionados entre sí y posteriormente deben ser conectados con las alternativas y así poder obtener un análisis correcto.

- Parámetros controlados: teniendo en cuenta que la electrocoagulación es capaz de controlar más parámetros químicos que la combinación aireación – sedimentación con coagulación química se le dará un valor de 0,55/1 a la Electrocoagulación y 0,45/1 a la coagulación química.

**Figura 8**

*Ponderación criterio Parámetros Controlados en Superdecisions*



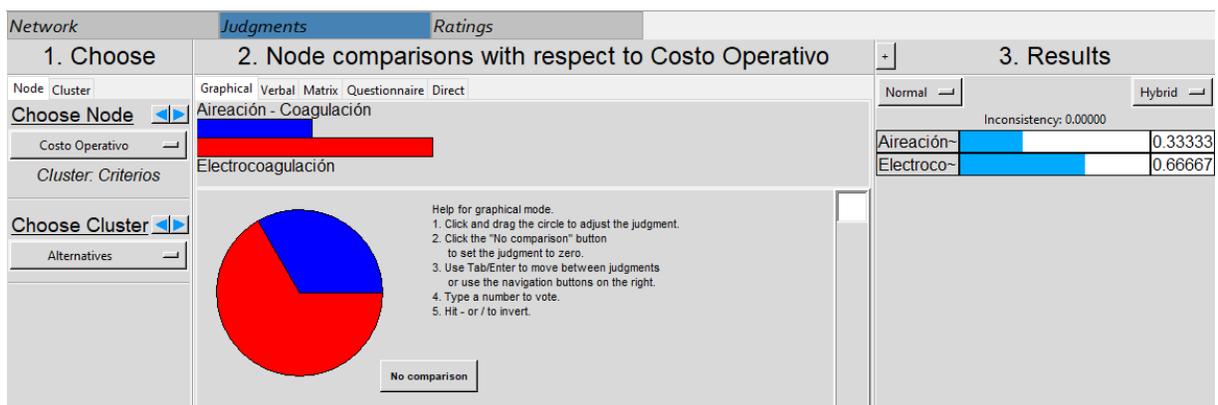
**Nota.** La figura representa la ponderación del criterio parámetros controlados en el software Superdecisions de manera gráfica y numérica.

- Costo: para determinar el valor de este criterio para cada tecnología se tomó como base la investigación realizada por Chia Miang Khor, Richard Kaner, David Jassby y Eric MV Hoek (2020), en la cual compararon el rendimiento, energía utilizada y costo de tratar agua de producción usando la coagulación química y la electrocoagulación. En la prueba se pudo observar que el consumo energético en la electrocoagulación es más alto que en la coagulación química aún si se valora la energía para la producción, transporte y mezcla de los químicos coagulantes, pero el costo operativo

de la electrocoagulación es aproximadamente la mitad respecto a la coagulación química (Miang Khor et al.,2020).

**Figura 9**

*Ponderación criterio Costo en Superdecisions*



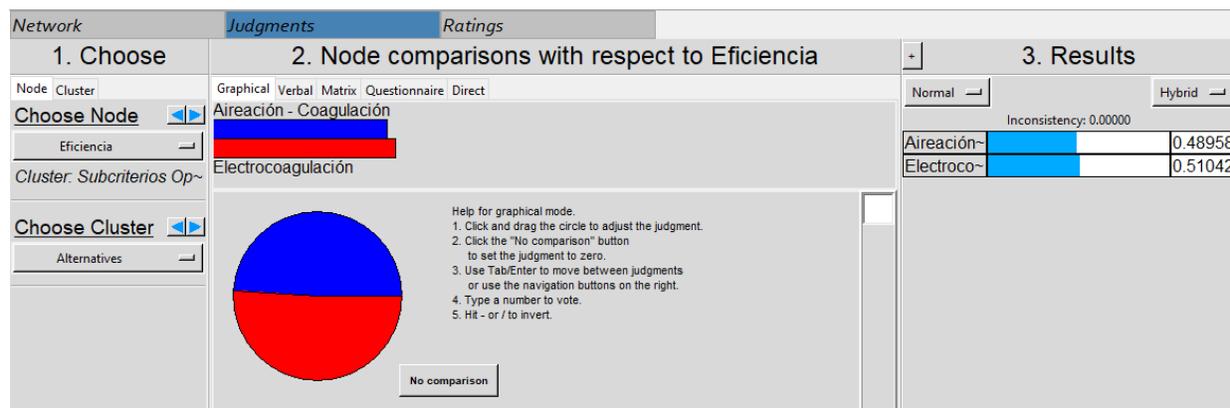
**Nota.** La figura representa la ponderación del criterio costo en el software Superdecisions de manera gráfica y numérica.

- **Operación:** este parámetro contiene 2 sub criterios que deben ser relacionados con las tecnologías y además tienen que ser interrelacionados y ponderados entre sí.

**Eficiencia:** a nivel de remoción de parámetros comunes entre sí las dos técnicas tienen un comportamiento similar, con porcentajes de remoción entre el 97 y el 99%. Teniendo en cuenta que la electrocoagulación tiene la capacidad de controlar más parámetros por tal motivo se le da una ponderación un poco mayor. 0,51/1 vs 0,49/1.

**Figura 10**

*Ponderación sub criterio Eficiencia en Superdecisions*

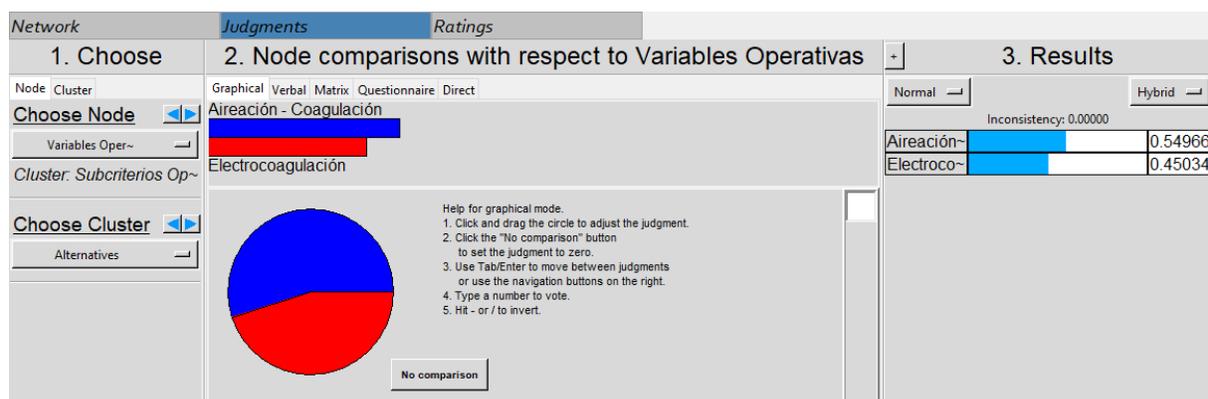


**Nota.** La figura representa la ponderación del sub criterio eficiencia en el software Superdecisions de manera gráfica y numérica.

Variables operativas: teniendo en cuenta que la coagulación química es una técnica utilizada en mayor medida en nuestro país en tratamiento de aguas de diferentes índoles por tal motivo se le dará una ponderación mayor. La coagulación química tendrá una valoración de 0,55/1 y la electrocoagulación de 0,45/1.

**Figura 11**

*Ponderación sub criterio Variables Operativas en Superdecisions*

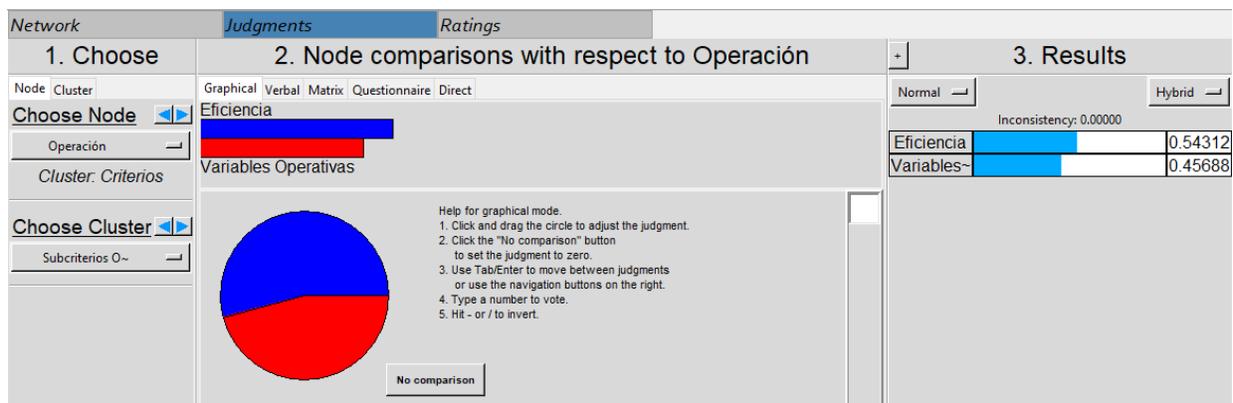


**Nota.** La figura representa la ponderación del sub criterio variables operativas en el software Superdecisions de manera gráfica y numérica.

Eficiencia vs Variables operativas: Para el objeto de estudio de este proyecto que es buscar la viabilidad de una estrategia para el uso eficiente y sostenible del agua de retorno en proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora se considera que el sub criterio eficiencia está por encima de las variables operativas, ya que las tecnologías comparadas son bastante conocidas a nivel industrial y aunque la electrocoagulación no es tan ampliamente utilizada existen suficientes medios de entrenamiento simple para su operación. Por lo anterior se le da una mayor ponderación a la eficiencia respecto a las variables operativas.

**Figura 12**

*Ponderación sub criterio Eficiencia vs Variables Operativas en Superdecisiones*

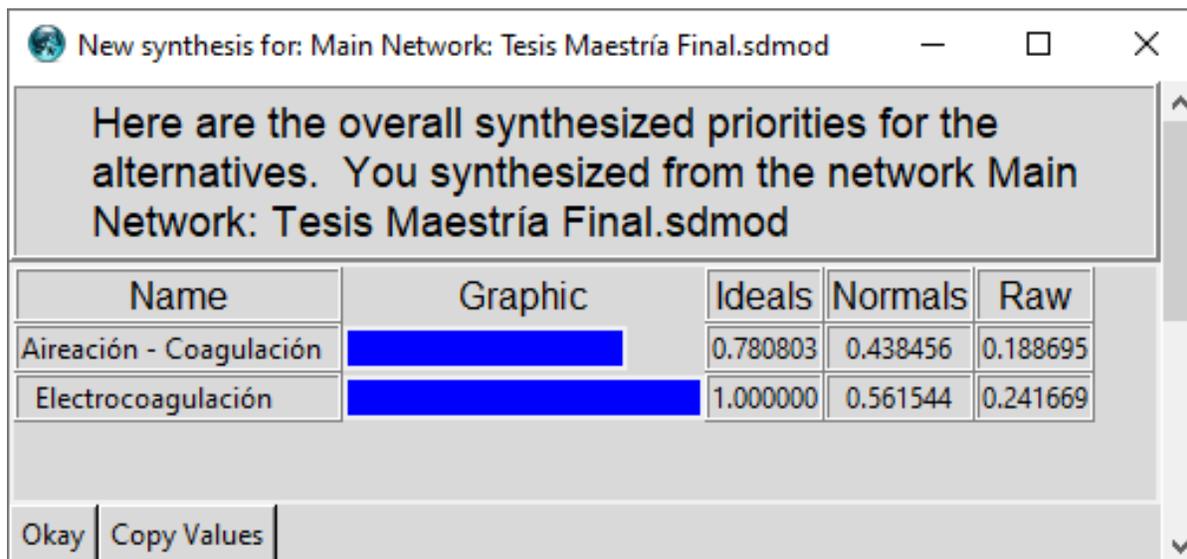


**Nota.** La figura representa la ponderación del sub criterio eficiencia vs variables operativa en el software Superdecisiones de manera gráfica y numérica.

Una vez se han determinado las diferentes ponderaciones se procede a ejecutar la síntesis de los criterios en el software obteniendo el resultado que se muestra en la Figura 13., dónde la Electrocoagulación es calificada de mejor manera y por tal motivo utilizaremos la Alternativa 2 para la evaluación del proceso de tratamiento.

**Figura 13**

*Resultado de evaluación en Superdecisions*



**Nota.** La figura representa el resultado obtenido tras ejecutar la evaluación de la matriz de decisión en el software Superdecisions de manera gráfica y numérica.

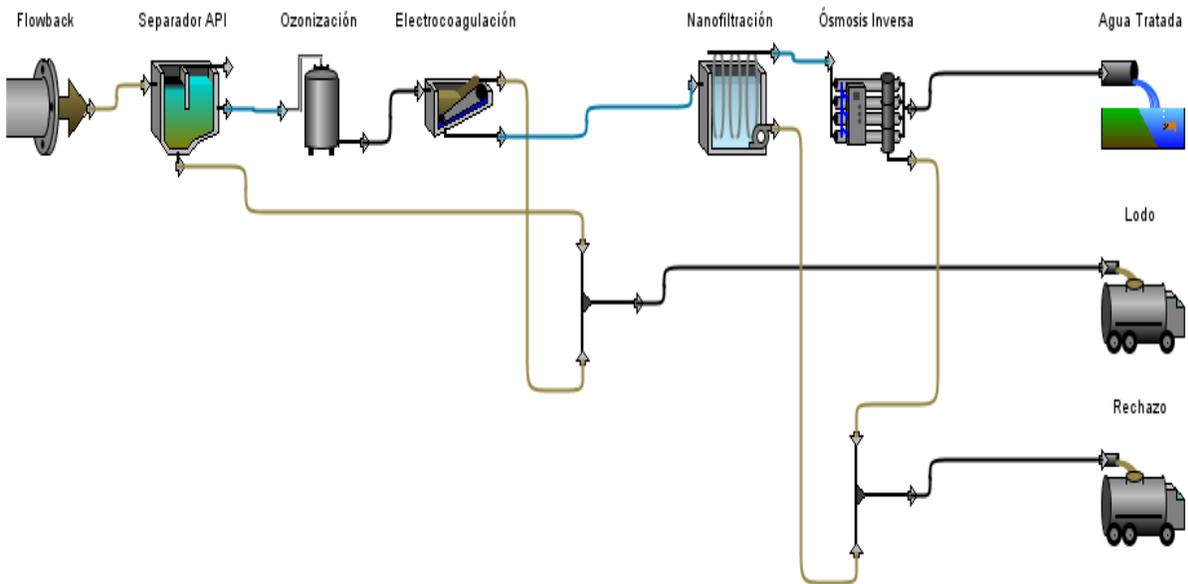
#### **4.3.3 Diseño, modelación y simulación de la alternativa elegida**

Luego de definir las operaciones unitarias que formaran parte del sistema de tratamiento propuesto se debe plantear el *layout* de la planta para poder observar la disposición de los diferentes equipos. En la Figura 14 se presenta el esquema del proceso.

Adicionalmente, se deben definir los parámetros de entrada al sistema. Estos incluyen el caudal a ser tratado, las características del agua de retorno, entre otras variables críticas para poder ejecutar el proceso de modelación y simulación. En la Tabla 19 se indica el consolidado de los parámetros de entrada a la planta de acuerdo con lo estipulado en el numeral 4.3.1 del presente documento.

**Figura 14**

*Layout de la alternativa elegida*



**Nota.** Esta figura representa el diagrama de proceso de la alternativa seleccionada.

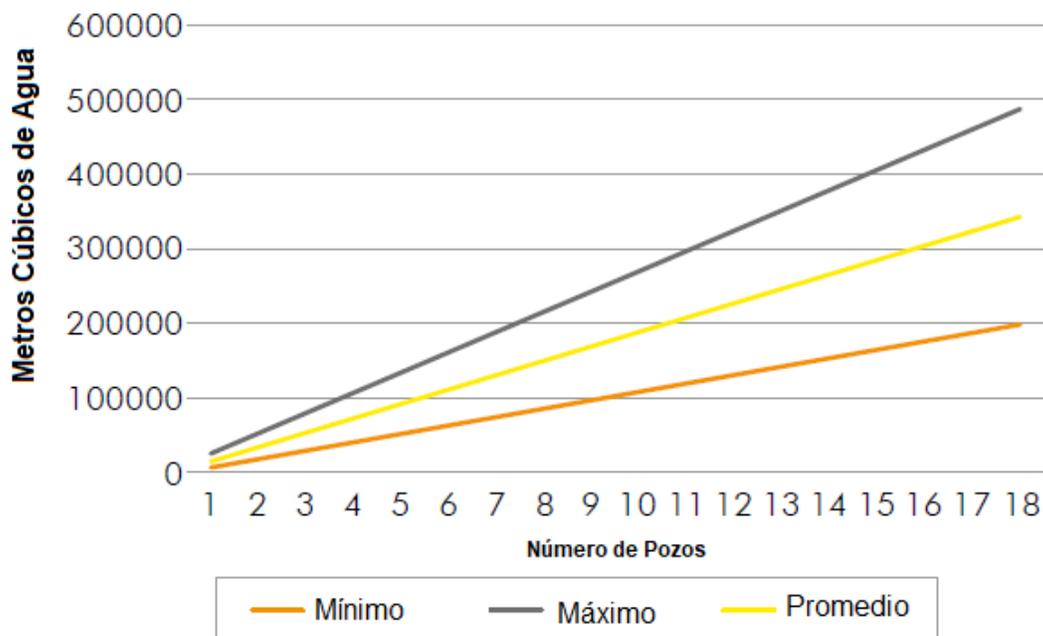
Para determinar la capacidad del sistema se tuvo en cuenta que el volumen promedio de agua utilizado en un proceso de fracturamiento hidráulico en *Eagle Ford* es 13.700 m<sup>3</sup> para los pozos de gas y 15.060 m<sup>3</sup> para los pozos de petróleo. Este es un punto de referencia importante para los proyectos que podrían ser desarrollados en Colombia (Aranguren et al., 2017, p.18).

Se espera que la demanda de agua para proyectos de exploración y explotación de yacimientos no convencionales en Colombia aumente en la medida que se dé el desarrollo completo de los mismos. En la Figura 15 se muestra la proyección de demanda de agua en donde han sido considerados 3 escenarios (mínimo, máximo y promedio) basados en la información reportada por pozo para los proyectos desarrollados en la formación *Eagle Ford* (Osisanya y Haroun, 2015). De los datos de la imagen se puede inferir:

- Volumen de agua por etapa: 1.590 m<sup>3</sup>
- Número mínimo de etapas: 7
- Máximo número de etapas: 17
- Volumen máximo de agua: 27.028 m<sup>3</sup>
- Volumen mínimo de agua: 11.129 m<sup>3</sup>

**Figura 15**

*Demanda de agua estimada en procesos de fracturamiento hidráulico en Colombia.*



**Nota.** La imagen representa la demanda de agua proyectada para el desarrollo de proyectos de exploración y explotación de yacimientos no convencionales en roca generadora haciendo uso de la técnica de fracturamiento hidráulico. Tomado de: A Aranguren, F., Calderón, Z. y Usuriaga, J. (2017). A selection methodology of flowback treatment technologies and water reuse in hydraulic fracturing in source rocks – a strategy to reduce the environmental impacts in Colombia. *Ciencia, Tecnología y Futuro*. 7(1). pp. 18

Con estos datos es posible calcular el volumen de agua que retornará a la superficie. Se asume que el retorno será del 15% respecto a lo inyectado (Halliburton, 2014); el volumen de *flowback* sería de 2.862 m<sup>3</sup>/pozo (18.000 BPW aproximadamente).

**Tabla 19***Parámetros de entrada - parte 1*

<b>PARÁMETROS</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>VALOR</b>
pH	Unidades de pH	7
DQO	mg/L O <sub>2</sub>	15.358
DBO <sub>5</sub>	mg/L O <sub>2</sub>	4.542,5
Sólidos suspendidos totales (SST)	mg/L	840
Sólidos sedimentables (SSED)	mg/L	0,2
Sólidos disueltos totales (TDS)	mg/L	33.015
Turbiedad	NTU	100
Grasas y aceites	mg/L	84
Fenoles	mg/L	60
Sustancias activas al azul de metileno	mg/L	0
Hidrocarburos totales (TPH)	mg/L	82
Hidrocarburos aromáticos policíclicos	mg/L	0
BTEX	mg/L	4.300
Compuestos orgánicos halogenados absorbibles	mg/L	0
Fósforo total	mg/L	0
Ortofosfatos	mg/L	0,63
Nitratos	mg/L	5,2
Nitrógeno amoniacal	mg/L	24,7
Nitrógeno total	mg/L	19,3
Cianuro total	mg/L	0,055
Cloruros	mg/L	19.318
Fluoruros	Mg/L	0
Sulfatos	Mg/L	163

**Nota.** En esta tabla se muestran las características de entrada del agua al proceso de simulación.

**Tabla 20***Parámetros de entrada - parte 2*

<b>PARÁMETROS</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>VALOR</b>
Sulfuros	mg/L	0,31
Aluminio	mg/L	1.000
Antimonio	mg/L	0
Arsénico	mg/L	25
Bario	mg/L	10
Berilio	mg Be/L	0
Boro	mg/L	711
Cadmio	mg/L	20
Calcio	mg/L	1.270
Cinc	mg/L	100
Cobalto	mg Co/L	0
Cobre	mg/L	130
Cromo	mg/L	55
Estroncio	mg/L	203
Hierro	mg/L	112
Litio	mg/L	54,6
Magnesio	mg/L	111
Manganeso	mg/L	632
Mercurio	mg/L	0,2
Molibdeno	mg/L	50
Níquel	mg/L	200
Plata	mg/L	50
Plomo	mg/L	22,4
Potasio	mg/L	192
Rubidio	mg/L	0,23
Silicio	mg/L	148
Sodio	mg/L	10.900
Selenio	mg/L	25
Titanio	mg/L	0,028
Vanadio	mg/L	0,12
Ácido Acético	mg/L	1.600
Ácido n-butírico	mg/L	19
Ácido propiónico	mg/L	33
Acidez total	mg/L CaCO <sub>3</sub>	352
Alcalinidad total	mg/L CaCO <sub>3</sub>	406
Dureza cálcica	mg/L CaCO <sub>3</sub>	0
Dureza total	mg/L CaCO <sub>3</sub>	599
Color	m-1	0

**Nota.** En esta tabla se muestran las características de entrada del agua al proceso de simulación.

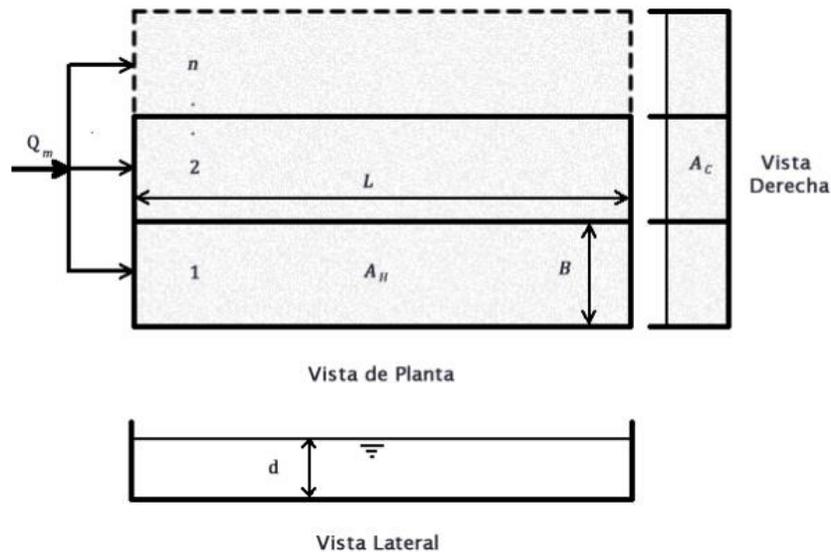
4.3.3.a. Diseño de equipos. Para el dimensionamiento se tomarán como base los parámetros del agua a ser tratada y caudales que permitan diseñar equipos con tamaños adecuados para la operación en campo. Teniendo en cuenta que el flowback no retorna a la superficie en un solo día, se tomó como caudal base para el sistema 5.000 BPD.

4.3.3.a.I. Separador API. Un separador API, en términos simples, consiste en uno o más tanques rectangulares en paralelo que separan por gravedad el aceite libre de un efluente aceitoso, y que asemeja a un canal rectangular por la relación entre su longitud y ancho. La guía para el dimensionamiento de este tipo de equipos está descrita en la publicación *API 421 Design and Operation of Oil-Water Separators*.

El procedimiento consiste en obtener las dimensiones  $L$ ,  $B$  y  $d$  y el número de canales  $n$ , como se muestra en la Figura 16.

**Figura 16**

*Variables de diseño dimensional de un separador API*



**Nota.** En la figura se muestran las diferentes variables y dimensiones requeridas para el dimensionamiento adecuado de un separador API. Tomado de: Sumio water systems (s.f.). (2015). Dimensionamiento de un Separador API. <https://sumiowater.com/dimensionamiento-de-un-separador-api/>

Dónde:

$Q_m$  = Flujo de diseño del separador (ft<sup>3</sup>/min)

L = Longitud del canal separador (ft)

B = Ancho del canal separador en (ft)

d = Profundidad del canal separador en (ft)

$A_H$  = Área horizontal o de planta de los canales en (ft<sup>2</sup>)

$A_C$  = Área de sección transversal de los canales (ft<sup>2</sup>) =  $d \cdot B \cdot n = \frac{Q_m}{V_h}$

n = número de canales separadores

En la publicación API 421 se determina la velocidad de ascenso de las gotas de aceite libre basado en la ley de stocks y se toma 150 micrones (0,015 cm) como diámetro mínimo a separar. De lo anterior se produce la siguiente ecuación 1:

$$V_t = 0,0241 \frac{S_w - S_o}{\mu} \quad (1)$$

Dónde:

$V_t$  = Velocidad de ascenso de la gota (ft/min)

$S_w$  = Gravedad específica del agua a la temperatura de diseño

$S_o$  = Gravedad específica del aceite a la temperatura de diseño.

$\mu$  = Viscosidad del agua aceitosa a la temperatura de diseño (poise).

De acuerdo con Allen Hazen (1904), una gota a la entrada del tanque tardará en ascender desde el fondo del mismo un tiempo  $t_r$  el cual es equivalente al tiempo de residencia del efluente, todo bajo condiciones ideales de flujo laminar.

$$t_r = \frac{V}{Q_m} = \frac{A_H d}{Q_m} = \frac{d}{V_t} \quad (2)$$

Si se despeja el área mínima horizontal ( $A_{H \min}$ ) de la ecuación 2:

$$A_{H \min} = \frac{Q_m}{V_t} \quad (3)$$

Adicionalmente, para tomar en cuenta la turbulencia y el cortocircuito para la determinación del área horizontal, el API 421 añade un factor F adimensional. Por lo tanto, la fórmula (ecuación 4) es:

$$A_{H \min} = F \frac{Q_m}{V_t} \quad (4)$$

Otro criterio a tener en cuenta para el dimensionamiento es que la velocidad horizontal de la gota,  $V_H$ , se calcula en base a la velocidad ascensional de la siguiente manera:

$$V_H = 15 V_t \quad (5)$$

Si  $V_t$  es mayor a 3, se debe tomar  $V_t$  como 3 ft/min.

Recomendaciones:

- La relación d/B debe estar entre 0,3 y 0,5.
- El Factor F es una función de factor de cortocircuito ( $F_c$ ), que se asume en 1,2 de acuerdo con el API 421, y el factor de turbulencia ( $F_t$ ) el cual es función de la variable Y que está determinada por la fórmula  $Y = \frac{V_h}{V_t}$ . Adicionalmente, el valor de F puede ser calculado de acuerdo con la ecuación 6:

$$F = 0,005Y^2 + 0,0355Y + 0,9617 \quad (6)$$

- La mínima relación de L/B es 5. En caso que al realizar el cálculo el valor obtenido sea menor se debe asumir como 5.

De acuerdo con las consideraciones y fórmulas expuestas, en la Tabla 21 se relacionan los valores de las diferentes variables y las dimensiones del separador API.

**Tabla 21***Dimensionamiento de separador API*

<b>DISEÑO API</b>		
<b>Variable</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Q <sub>m</sub>	5.000	BPD
Temperatura	20	°C
S <sub>w</sub>	0,991	-
S <sub>o</sub>	0,951	-
Viscosidad O/W	0,01034	Poise
<b>CALCULOS</b>		
<b>Variable</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
V <sub>t</sub>	0,09	ft/min
V <sub>h</sub>	1,40	ft/min
A <sub>c</sub>	13,94	ft <sup>2</sup>
n <sub>min</sub>	2	-
B*	5	ft
d <sub>min</sub>	3,5	
d/B*	0,7	-
B	7	-
d/B	0,5	-
V <sub>h</sub>	0,4	ft/min
Y	4,3	-
F	1,2	-
L	18,0	ft
L/B	2,6	-
<b>L</b>	<b>35</b>	<b>ft</b>
<b>B</b>	<b>7</b>	
<b>d</b>	<b>3,5</b>	

**Nota.** La tabla muestra los valores obtenidos tras realizar los cálculos para el diseño del separador API tomando como guía la publicación API 421.

4.3.3.a.II. Ozonización. El ozono es un agente oxidante mucho más fuerte que el cloro y oxida de manera eficiente los componentes orgánicos que causan problemas de sabor, olor y color en el agua sin dejar altas cargas de residuos. El ozono oxida y precipita muchos metales y destruye algunos pesticidas sin dejar trazas. También puede ser utilizado para la oxidación de hierro, manganeso, compuestos de sulfuro permitiendo que puedan ser removidos directamente en un proceso de filtración. El

tiempo de reacción oscila entre 1 y 6 minutos para contaminantes comunes y tiene un tiempo vida media de 22 minutos en agua. El ozono puede ser transferido al agua por vacío (venturi) o por medio de difusores. Para el tratamiento de aguas se recomienda usar difusores. El agente oxidante puede ser dosificado en una aplicación simple de un solo paso directamente a la línea de fluido (Rosal, R., 2019, p. 4-5).

Para determinar la demanda de ozono se tienen estimaciones de la cantidad de material requerido para oxidar ciertos componentes. En la Tabla 22 se presentan las dosificaciones de ozono requeridas para oxidar 1 ppm del elemento, sustancia o característica.

**Tabla 22**

*Dosificaciones de ozono*

<b>Elemento</b>	<b>Dosis</b>
Hierro	0,14 a 0,50 mg/L
Manganeso	0,88 mg/L
Sulfuro	2,2 mg/L
Color	1,0 mg/L por 10 partes de color
Sabor y olor	0,05 mg/L
Fenoles	2,0 mg/L
Carbono orgánico total (TOC)	4,0 mg/L
DBO <sub>5</sub>	2,0 mg/L
DQO	2,0 mg/L
Taninos	1,5 mg/L
Nitritos	2,0 mg/L

**Nota.** Esta tabla muestra dosificaciones estimadas de acuerdo con cálculos estequiométricos y ensayos prácticos para la oxidación de elementos nocivos presentes en el agua. Tomado de: Absolute Zone (s.f.). Sizing of Ozone Equipment. <https://absoluteozone.com/ozone-library/sizing-of-ozone-equipment/>

Para calcular la dosis de ozono requerido se determina la cantidad necesaria por contaminante, se realiza la sumatoria y se añade un factor de seguridad del 25% así:

$$\sum (ppm_{contaminante} * dosis\ recomendada) * 1,25$$

Y se deben seguir las siguientes consideraciones:

- La temperatura base para el cálculo es 16°C; por cada 6 grados adicionales se debe añadir un 25% más.
- Generalmente 1 ppm por 1 minuto de tiempo de contacto es suficiente para desinfectar el agua. Cuando no hay un tiempo de contacto suficiente al inyectar el ozono en la línea de flujo, se recomienda instalar un tanque de retención junto con agitación suficiente para que la oxidación se dé adecuadamente.

De acuerdo con lo anterior y teniendo en cuenta la caracterización del agua a ser tratada presentada en las Tablas 19 y 20 la dosis de ozono requerida estimada es de 1.664,67 kg/h para tratar 5.000 Barriles de agua de retorno.

4.3.3.a.III. Electrocoagulación. Es un tratamiento electroquímico por medio del cual se desestabilizan contaminantes suspendidos, emulsificados o disueltos en un medio acuoso, induciendo corriente eléctrica en el fluido a través de electrodos metálicos paralelos, que constituyen los ánodos y cátodos, elementos consumibles generalmente de hierro o aluminio, por los cuales fluye corriente. Este sistema tiene la capacidad de tratar una gran variedad de aguas de desecho de diferentes industrias, tales como: galvanoplastia y electro plateado metálico, metalurgia, fertilizante, alimentaria, producción de cromo, curtiembres, y las refinerías; en el tratamiento de las aguas residuales domésticas, de lavanderías, tintorerías, y en la remoción de materia orgánica, turbiedad y color (Magaña, L., 2019, p. 2).

Para realizar los cálculos del equipo de electrocoagulación tomaremos como caudal base 5.000 BPD. Teniendo en cuenta que la concentración de DQO inicial de acuerdo con la Tabla 19 es 15.358 ppm se debe calcular la cantidad de DQO a eliminar realizando un balance de materia y así conocer la velocidad de oxidación. Este cálculo

se realiza basado en la ecuación 7, que se describe a continuación (Díaz, J., 2019, p. 358):

$$r_{DQO} = \frac{L*(DQO_0 - DQO_f)}{86.400 \text{ s/día}} \quad (7)$$

Donde:

$r_{DQO}$  = Reducción de DQO (g/s)

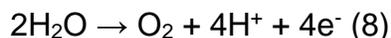
L = Volumen de agua a tratar (m<sup>3</sup>/día)

DQO<sub>0</sub> = DQO inicial (ppm)

DQO<sub>f</sub> = DQO esperada (ppm).

Para determinar la DQO final (DQO<sub>f</sub>) se tomó como base de cálculo el 50% del valor indicado en la resolución 0631 de 2015 en el apartado relacionado con el sector de hidrocarburos, proceso de producción, el cual es el valor más riguroso y es de 90 ppm.

Posteriormente, se procede a calcular la intensidad de corriente necesaria. La estequiometría de la reducción de DQO viene dada por (Díaz, J., 2019, p. 358):



La intensidad de corriente es la velocidad de reacción expresada en amperios y puede ser relacionada con la reducción de DQO haciendo uso de la constante de Faraday (96.500 C/mol) y de lo anterior podemos obtener la siguiente relación, ecuación 9 (Díaz, J., 2019, p. 358):

$$i = \frac{r_{DQO} * n * F}{M} \quad (9)$$

Donde:

I = intensidad de corriente (A)

n = mol e<sup>-</sup> / mol DQO

F = constante de Faraday

M = g DQO / mol DQO

Una vez calculada la intensidad de corriente se procede a estimar la carga eléctrica teórica a aplicar usando la ecuación 10 (Díaz, J., 2019, p. 358):

$$Q = \frac{i}{L} (10)$$

Donde:

Q = Carga eléctrica requerida (Ah/m<sup>3</sup>)

Para pre dimensionar la unidad de electrocoagulación se debe calcular la superficie electródica requerida teniendo como base la carga eléctrica requerida. La densidad de corriente típica empleada para el tratamiento de efluentes industriales oscila entre 300 y 1000 A/m<sup>2</sup> y para el caso de este ejercicio tomaremos el valor promedio y un potencial de celda de 7 V. Con estas premisas la superficie electródica requerida se puede calcular con la ecuación 11(Díaz, J., 2019, p. 359):

$$S = \frac{Q * L}{j} (11)$$

Donde:

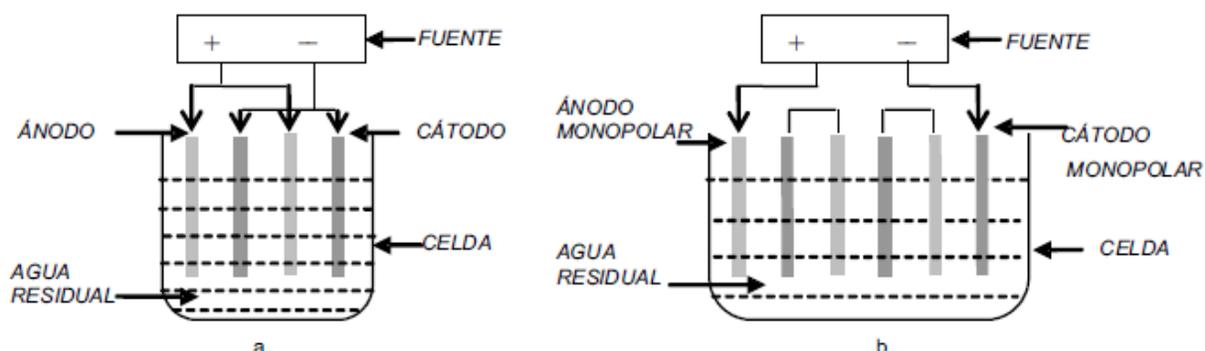
S = Superficie electródica (m<sup>2</sup>)

j = Corriente empleada (A/m<sup>2</sup>)

El diseño conformado por un par de electrodos no es el más adecuado a la hora del proceso ya que para obtener una rata adecuada de disolución del metal se requiere de electrodos de gran área superficial, es por esta razón que se utilizan celdas con electrodos mono polares en paralelo o conectados en serie. En la Figura 17 se muestran dos reactores para electrocoagulación, una con electrodos en paralelo (a) y otro en serie (b) (Arango, A., 2005, p. 51).

**Figura 17**

*Reactores para electrocoagulación tipo batch*



**Nota.** La figura muestra reactores mono polares conectados en paralelo (a) y en serie (b). Tomado de: La electrocoagulación: Arango, A. (2005). La electrocoagulación: una alternativa para el tratamiento de aguas residuales. *Revista Lasallista de Investigación*. 2 (1). pp. 51

Los materiales usados en el ánodo deben ser dimensionalmente estables, tales como el acero que se utiliza en los reactores para la recuperación de metales, los electrodos más modernos son fabricados de titanio con una pequeña capa de óxidos de metales nobles. Sin embargo, el material más comúnmente utilizado es el aluminio. El cátodo puede ser de metal, grafito, fibras de carbón, acero o titanio (Arango, A., 2005, p. 51).

El tiempo de retención ( $t_r$ ) en la celda de electrocoagulación es obtenido de la literatura teniendo en cuenta que es un valor experimental que oscila entre 10 y 15 minutos; en este caso tomaremos el valor más alto de los 2 (15 min = 0,25 horas) (Tenelema, S., 2019, p. 32).

Con los valores del caudal y el tiempo de retención puede determinarse el volumen de agua a ser tratada haciendo uso de la ecuación 12 ( $V_{WR}$ ):

$$V_{WR} = t_r * L * f \quad (12)$$

Dónde:

$t_r$  = tiempo de retención (h)

L = caudal de diseño ( $m^3/h$ )

f = factor de seguridad (1,3)

Las unidades de tratamiento en el sector petrolero son armadas y transportadas en contenedores o recipientes similares. En este caso tomaremos como base para el cálculo del volumen del tanque las medidas de alto y ancho de un contenedor típico de 20 pies. Estas medidas son:

$$\text{Alto} = 2,59 \text{ m} = H$$

$$\text{Ancho} = 2,44 \text{ m} = a$$

Para determinar las dimensiones de cada electrodo se aplica lo descrito en la Figura 18. De allí salen las siguientes ecuaciones (13 y 14) (Tenelema, S., 2019, p. 33):

$$h_e = H - b \quad (13)$$

$$a_e = a \quad (14)$$

Donde:

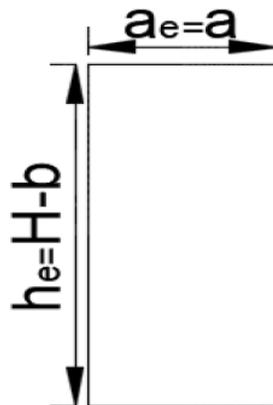
$h_e$  = altura del electrodo (m)

$a_e$  = ancho del electrodo (m)

$b = 0,024 H$  - determinada experimentalmente (Tenelema, S., 2019, p. 31).

**Figura 18**

*Dimensiones de los electrodos*



**Nota.** La figura muestra las dimensiones de los electrodos en función de las medidas del reactor. Tomado de: Tenelema, S. (2019). Diseño de un electrocoagulador para el tratamiento de aguas residuales de la industria láctea Familac del Cantón Chambo [Tesis de grado]. Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.

El área electródica de 1 electrodo está determinada por el área del electrodo multiplicada por 2, ya que el elemento tiene 2 caras.

Para calcular el número de electrodos que requiere la celda de electrocoagulación debemos seguir la ecuación 15:

$$n_e = \frac{S}{2*(h_e*a_e)} \quad (15)$$

Donde:

$n_e$  = número de electrodos

$S$  = Superficie electródica ( $m^2$ )

$a_e$  = ancho de cada electrodo (m)

$h_e$  = altura de cada electrodo (m)

Cada electrodo ocupa un volumen específico y teniendo en cuenta la superficie electródica requerida se realiza el cálculo de cada electrodo y el número de electrodos requeridos para cumplir con el requerimiento del parámetro  $S$ . El espesor promedio de este tipo de electrodos es de 0,3 cm y se debe sumar 2 cm de distribución espacial. El volumen de los electrodos metálicos estaría dado por la ecuación 16 (Tenelema, S., 2019, p. 32):

$$V_e = esp_e * a_e * h_e * n_e \quad (16)$$

Donde:

$V_e$  = volumen de los electrodos ( $m^3$ )

$esp_e$  = espesor de cada electrodo (m)

Finalmente, el volumen total de la celda será la suma entre el volumen de agua a ser tratada ( $V_{WR}$ ) más el volumen de los electrodos. Teniendo en cuenta esta relación podemos indicar que el largo de la celda de electrocoagulación es (Tenelema, S., 2019, p. 32):

$$l = \frac{V_{wR} + V_e}{H \cdot a} * 1,3 \quad (17)$$

Donde:

l = longitud de la celda (m)

De acuerdo con las consideraciones y fórmulas expuestas, en la Tabla 23 se relacionan los valores de las diferentes variables y las dimensiones de la celda de electrocoagulación.

**Tabla 23**

*Dimensionamiento de la celda de electrocoagulación*

<b>CARACTERISTICAS AGUA</b>		
DQO inicial	15.358	mg/L O2
DQO final	90	mg/L O2
<b>VARIABLES INDEPENDIENTES DEL PROCESO</b>		
Vol. a Tratar	5.000	BPD
T retención	0,25	h
j	650	A/m2
H	2,59	m
a	2,44	m
esp <sub>e</sub>	0,023	m
<b>VARIABLES DEPENDIENTES</b>		
rDQO	140,47	g/s
I	1.694.435,70	A
Q	51.158,40	Ah/m3
S	1.694,44	m2
V <sub>wR</sub>	11	m3
h <sub>e</sub>	2,53	m
a <sub>e</sub>	2,44	m
n <sub>e</sub>	137	
V <sub>e</sub>	19,49	m3
l	4,79	m

**Nota.** La tabla muestra los valores obtenidos tras realizar los cálculos para el diseño de la celda de electrocoagulación.

4.3.3.a.IV. Nanofiltración. La nanofiltración es una técnica avanzada de separación con membranas para el tratamiento de aguas, así como para la concentración y separación de antibióticos y fármacos (tamaño de poro: partículas en el rango molecular desde 0,0001  $\mu\text{m}$  a 0,001  $\mu\text{m}$ ). Este proceso permite el paso de iones monovalentes, reteniendo altos porcentajes de iones multivalentes y cationes divalentes. El pretratamiento de agua de mar por nanofiltración previo a alimentar el proceso de ósmosis inversa previene problemas de incrustaciones al remover iones que aportan a la dureza del fluido, también previene el ensuciamiento de la membrana de ósmosis inversa al reducir la turbiedad y el contenido de microorganismos (Bhuyar et al., 2014, p. 249).

El proceso de separación en la nanofiltración requiere que el agua sea trasegada a través de una membrana semipermeable en dirección opuesta al flujo osmótico natural, dejando los contaminantes en una solución altamente concentrada que se denomina rechazo. Es una tecnología de baja a moderada presión (generalmente entre 50 y 450 psi). Las membranas tienen un tiempo de vida útil de entre 3 y 5 años y el sistema tiene una eficiencia del 90% (Bhuyar et al., 2014, p. 250).

Los beneficios de esta tecnología incluyen: bajos costos de operación; bajos costos de energía; reducción de *TDS*; reducción de pesticidas y químicos orgánicos; reducción de metales pesados; reducción de nitratos y sulfatos; reducción de color, taninos y turbiedad. Permite el ablandamiento de aguas sin uso de productos químicos y el pH tras este proceso es generalmente neutro (Bhuyar et al., 2014, p. 250).

Para el diseño del sistema de nanofiltración se hizo uso del software CSMPRO V.6.0.3., el cual es de libre descarga en la página de la compañía CSM. Esta empresa suministra diversos tipos de membrana, entre ellas elementos para nanofiltración. La membrana que se tomó como base para los cálculos de diseño de este sistema fue la referencia NE8040-90 (Anexo 2.) cuyo caudal de permeado es de 30,3  $\text{m}^3/\text{día}$ , tiene un área efectiva de 37,2  $\text{m}^2$  y tiene una eficiencia de remoción de iones monovalentes y divalentes de hasta el 97%.

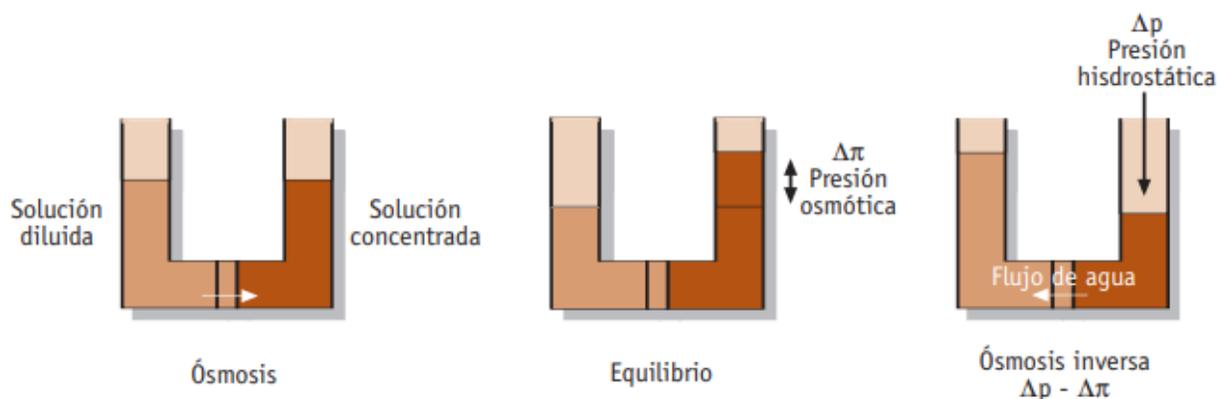
4.3.3.a.V. Ósmosis inversa. La tecnología de ósmosis inversa es usada para el tratamiento de agua y utiliza una membrana semipermeable (que permite el paso selectivo de ciertas sustancias) para eliminar iones, moléculas y partículas más grandes en el fluido. Para que la técnica sea efectiva se aplica una presión para vencer la presión osmótica, que es una propiedad coligativa producida por diferencias de potencial químico del solvente, un parámetro termodinámico. La ósmosis inversa puede eliminar muchos tipos de elementos suspendidos en el agua, incluyendo bacterias, y es utilizada tanto en procesos industriales como para la producción de agua potable (Ruiz, J., 2018, p. 23).

El proceso de ósmosis inversa se da cuando se aplica una presión que origina una diferencia de presión transmembrana ( $\Delta p$ ) superior a la presión osmótica en el lado de la solución más concentrada (Figura 19). De esta forma, se logra que el flujo de agua sea en el sentido de la solución concentrada a la solución diluida, obteniéndose agua desalada, a partir de soluciones acuosas salinas (Ruiz, R., 2019, p. 8).

Las membranas son fibras micro porosas que rechazan las impurezas y que permiten el paso del agua. Las membranas rechazan las bacterias y un 85% a 95% de sólidos inorgánicos. En los procesos de ósmosis inversa se utilizan membranas densas, anisótropas, en configuraciones del tipo módulos enrollados en espiral, de 20 cm – 30 cm de diámetro y 100 - 150 cm de largo; que se disponen en número de 5 – 7 en el interior de carcasas de plástico reforzadas con fibra de vidrio. También se utilizan membranas del tipo fibra hueca, de 100 mm de diámetro, dispuestas en módulos que contienen 1.000 unidades (Ruiz, R., 2019, p. 8).

**Figura 19**

*Ósmosis inversa*



**Nota.** La figura muestra el principio de la tecnología de ósmosis inversa. Tomado de: Ruiz, R. (2019). Diseño de un prototipo de ósmosis inversa para tratamiento de aguas residuales en la industria textil de Cúcuta [Trabajo de grado]. Universidad Libre. pp. 7

Para el diseño del sistema de ósmosis inversa se hizo uso del software CSMPRO V.6.0.3., el cual es de libre descarga en la página de la compañía CSM. Esta empresa suministra diversos tipos de membrana, entre ellas elementos para nanofiltración. La membrana que se tomó como base para los cálculos de diseño de este sistema fue la referencia RE8040-SHF400 (Anexo 3.) cuyo caudal de permeado es de es de 41,6 m<sup>3</sup>/día, tiene un área efectiva de 37,2 m<sup>2</sup> y tiene una eficiencia de remoción nominal de sales de hasta el 97%. Para la determinación del número de tubos y membranas por tubos para una configuración de 1 solo paso se siguió un proceso iterativo haciendo uso del software y se obtuvieron los siguientes parámetros:

Presión de alimentación (bar): 82,32

Recuperación: 65%

Número de tubos: 2

Número de membranas por tubo: 7

Total de membranas: 14

4.3.3.a. Modelación y simulación. Tomando los datos obtenidos en el proceso de diseño de los equipos de la alternativa elegida, se procede a realizar la simulación del sistema. A continuación, se presentan los resultados obtenidos al final del proceso, relacionado con el caudal y las concentraciones de contaminantes del fluido de acuerdo al reporte de la simulación.

**Tabla 24**

*Resultados de la simulación*

Parámetros del Agua Tratada			Valores Límite			
			Res. 0631 Perforación	Res. 0631 Producción	Res. 1207	Cumple Si/No
Flujo	m <sup>3</sup> /día	486,4	NA	NA	NA	NA
Sólidos suspendidos	mg/L	0,0	50	50	NA	Si
Sólidos suspendidos	mg/L	0,0	NA	NA	NA	NA
DBO <sub>5</sub>	mg/L	20,09	200	60	30	Si
DQO	mg/L	73,33	400	180	NA	Si
Nitrógeno Amoniacal	mgN/L	1,342	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA	Si
Nitritos	mgN/L	0,0	NA	NA	NA	NA
Nitratos	mgN/L	0,26	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA	Si
Nitrógeno Total	mgN/L	1,602	10	10	NA	Si
Ortofosfatos	mgP/L	0,0315	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA	Si
Fósforo Total	mgP/L	0,0315	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA	Si
Alcalinidad	mgCaCO <sub>3</sub> /L	20,34	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA	Si
pH	-	7,0	6 a 9	6 a 9	6 a 9	Si
TDS	mg/L	240,3	NA	NA	NA	NA
Sodio	mg/L	102,4	NA	NA	NA	NA
Potasio	mg/L	1,70	NA	NA	NA	NA
Calcio	mg/L	0,0	NA	NA	NA	NA
Magnesio	mg/L	0,0	NA	NA	NA	NA
Hierro	mg/L	0,29	3	3	5	Si
Bario	mg/L	0,03	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA	Si
Estroncio	mg/L	0,76	NA	NA	NA	NA
Cloruros	mg/L	124,78	1200	1200	300	Si
Sulfatos	mg/L	0,39	300	300	500	Si
Boro	mg/L	204,58	NA	NA	NA	NA
Dureza	mg/L	0,89	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA	Si

**Nota.** En la tabla se muestran los resultados obtenidos tras la simulación.

En el Anexo 4 se puede encontrar el reporte de los resultados obtenidos por etapa tras el proceso de simulación.

Según los resultados de la simulación es posible dar cumplimiento a los parámetros de vertimiento y reúso según lo estipulado en las resoluciones 0631 de 2015 y 1207 de 2014. Se debe tener en cuenta que las condiciones del fluido pueden variar en caso que se dé la ejecución de este tipo de proyectos en Colombia, pero dada la similitud encontrada entre las formaciones Eagle Ford y la Luna se puede tomar este estudio como base para evaluar la viabilidad de estas operaciones en lo que respecta al manejo integral del agua de retorno.

#### **4.4 Formulación de alternativas para el aprovechamiento del agua de retorno después del tratamiento.**

Posterior al proceso de tratamiento se debe tener alternativas para el uso del fluido acondicionado buscando generar el menor impacto ambiental posible. Estas opciones incluyen la recirculación, el re uso o la disposición final adecuada del agua tratada, cumpliendo con las características respectivas acorde al uso determinado.

Según las normativas estadounidenses, en general, todos los fluidos, incluyendo los de fractura y flowback, deberían ser removidos de la locación una vez terminada la operación. Adicionalmente y en el caso de usarse lagunas artificiales, estas deben eliminarse luego de terminada la operación. El agua utilizada en ciertos procedimientos de fractura suele disponerse de las siguientes formas:

- Es inyectada en pozos sumideros de acuerdo con reglamentaciones locales.
- Es transportada a plantas de tratamiento dependiendo de los permisos de cada zona (en ciertas regiones, el agua es tratada para remover los agentes pululantes, cumplir con los parámetros de calidad y luego volcada a la superficie).
- Reúso/reciclado.
- Otros usos industriales.

- Tratamiento in situ.

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

En la Tabla 25. Se muestra el manejo que se le dio al agua de retorno en el área de *Pennsylvania*, de la formación *Marcellus* en el año 2012.

**Tabla 25**

*Manejo del agua de retorno en el área de Pennsylvania - formación Marcellus en 2012.*

Práctica	Volumen de <i>flowback</i> (Bbl/año)	Volumen de agua de producción (Bbl/año)	Volumen Total (Bbl/año)	Porcentaje de agua manejada con la práctica utilizada (%).
Tratamiento centralizado para reúso	1.398.438	2.131.496	3.529.934	13
Disposición por inyección	70.679	3.493.527	3.564.206	13
Procesamiento de residuo y reúso	30.612	105.358	135.970	0,5
Reúso diferente al riego en vías	8.149.339	11.418.150	19.567.489	72
Almacenamiento	63.981	256.948	320.929	1,2
Vertimiento	6.366	278	6.644	< 0,1
Descarga	105	105	210	< 0,1
Riego en vías	425	425	850	< 0,1
<b>Total</b>	<b>9.719.945</b>	<b>17.406.287</b>	<b>27.126.232</b>	<b>100</b>

Bbl: Billón de barriles

**Nota.** Esta tabla muestra los volúmenes de agua manejados por medio de diferentes prácticas en proyectos de fracturamiento hidráulico realizados en la formación *Marcellus* en el área de *Pennsylvania*. Tomado de: National Academies of Sciences, Engineering and Medicine. (2017). Flowback and produce waters - opportunities and challenges for innovation: Proceedings of a workshop. <https://doi.org/10.17226/24620>.

A continuación, se presentan las opciones para cumplir con esta etapa del proceso.

#### **4.4.1 Recirculación del agua tratada**

En la resolución 1256 del 23 de noviembre de 2021 expedida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible se define como Recirculación: “El uso de las aguas residuales en operaciones y procesos unitarios dentro de la misma actividad económica que las genera y por parte del mismo usuario generador, sin que exista contacto con el suelo al momento de su uso, salvo cuando se trate de suelo de soporte de infraestructura”.

En el caso de proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora este proceso de recirculación puede ser aplicado en la etapa de fabricación de nuevo fluido de fractura o en la utilización del fluido para la preparación de lodo de perforación, salmueras, limpieza de equipos u otras actividades relacionadas con la operación.

Es un hecho que es mucho más práctico tratar el agua para que cumpla con especificaciones para ser recirculada en futuros trabajos de fractura que tratarla para que reúna los requisitos para devolverla a la fuente o verterla a la superficie. La reutilización del *flowback* provee una solución práctica para contrarrestar los efectos de la posible baja disponibilidad de agua dulce y las dificultosas situaciones de disposición (Trombetta. J, 2012, p. 57).

El agua de formación y el retorno de fluido de fractura pueden ser reutilizados para realizar un nuevo proceso de fractura dependiendo de la calidad del fluido. La salinidad, los sólidos disueltos y las características generales del agua pueden variar dependiendo de la geología de la formación y del estrato rocoso. Por ejemplo, la salinidad del agua puede estar comprendida entre salobre - 5.000 a 35.000 ppm -, salina - 35.000 a 50.000 ppm - y salmuera supe saturada - 50.000 a más de 200.000 ppm (Trombetta. J, 2012, p. 58).

4.4.1.a. Recirculación en operaciones de fracturamiento. Reutilizar el agua de retorno en sitio reduce los costos asociados al transporte en tracto camiones. Por lo tanto, es considerada una alternativa muy atractiva y generalmente involucra el adecuado tratamiento para que el agua cumpla con la calidad requerida para su recirculación (Sun, Y. et al., 2019, p. 461).

Las opciones para el manejo del agua de retorno (*Flowback*) incluye el uso directo sin tratamiento (dilución con agua fresca para recirculación en procesos de fractura); tratamiento en sitio y recirculación; tratamiento fuera de sitio para recirculación o disposición final. El uso directo sin tratamiento representa un costo mínimo, pero puede traer como problema potencial el taponamiento del pozo. El tratamiento en sitio permite el reacondicionamiento del fluido a un bajo costo y disminuye la posibilidad de generar taponamiento. El tratamiento fuera de sitio tanto para reciclaje o disposición final representa altos costos de transporte y en el caso de la disposición final representa un valor adicional además de la pérdida del recurso (Boschee, P., 2014).

Un adecuado tratamiento al agua de retorno para la reutilización del recurso en la manufactura de nuevo fluido de fractura requiere la eliminación de hierro, control de sólidos suspendidos, coloides y desinfección para reducir los microorganismos presentes. Luego del proceso se debe determinar el nivel de sólidos disueltos (*TDS*) y cloruros presentes en el agua para evaluar la recirculación por medio de dilución con agua fresca. En caso que estos parámetros sean muy elevados se debe implementar un tratamiento complementario para la desalinización del fluido (Sun, Y. et al., 2019, p. 461).

*Walter Dale*, gerente de negocios estratégicos para soluciones de agua en Halliburton, indica que la disponibilidad de agua fresca para fabricación de fluido de fractura, junto con los costos de transporte, manejo, tratamiento y disposición final deben ser factores de alta relevancia tenidos en cuenta en la economía del agua. Para la recirculación de

fluido de retorno un aspecto fundamental es el nivel de sólidos disueltos (*TDS*), el cual varía entre formaciones y pozos (Tabla 26). El *TDS* es una medida del material disuelta en el agua, como sales, materia orgánica y minerales. Componentes inorgánicos (sodio, calcio y cloruros procedente de la formación) constituyen un alto porcentaje de la concentración de *TDS* (Boschee, 2014).

**Tabla 26**

*TDS promedio en aguas de retorno*

<b>Lugar de Producción</b>	<b>TDS (mg/l)</b>
<i>Bakken</i>	150.000 - 300.000
<i>Eagle Ford</i>	15.000 - 55.000
<i>Permian</i>	20.000 - 300.000
<i>Marcellus</i>	20.000 - 100.000
<i>Denver - Julesburg</i>	20.000 - 65.000

Nota. Esta tabla muestra la concentración de sólidos disueltos promedio en diferentes zonas. Tomado de: Boschee, P. (24, enero, 2014). Produced and Flowback Water Recycling and Reuse - Economics, Limitations, and Technology. *Journal of petroleum technology*. [https://jpt.spe.org/produced-and-flowback-water-recycling-and-reuse-economics-limitations-and-technology?gclid=Cj0KCQjwnP-ZBhDiARIsAH3FSRfKcLjVI3zvkyLasDLv6RRSm02nGq1Rhy3fd1OLooc0qI9If0cCQEaAqmNEALw\\_wcB](https://jpt.spe.org/produced-and-flowback-water-recycling-and-reuse-economics-limitations-and-technology?gclid=Cj0KCQjwnP-ZBhDiARIsAH3FSRfKcLjVI3zvkyLasDLv6RRSm02nGq1Rhy3fd1OLooc0qI9If0cCQEaAqmNEALw_wcB)

*Dale* indica que las operadoras evalúan seriamente el tratamiento para remover los sólidos disueltos en el agua para recircular el fluido en la preparación de nuevo material de fractura. Para ello se plantean lo siguiente:

- Tratar el agua hasta alcanzar buenos parámetros de calidad mediante la remoción de boro, calcio, etc. Esto puede resultar en el incremento de costos y una mayor generación de residuos, llevando a la conclusión de que reciclar el fluido es demasiado costoso.
- La dilución del fluido de retorno con agua fresca, lo que puede acarrear problemas en el tratamiento por la aplicación inadecuada de tecnologías y que pueden traer problemas en el pozo y en la integridad del fluido.

Muchas tecnologías de tratamiento no pueden remover las sales disueltas del agua y por lo tanto se requiere el desarrollo de sistemas de fluido de fractura tolerantes a las salmueras y reductores de fricción o el uso de procesos de destilación para mantener el buen desempeño del fluido (Boschee, 2014).

El desarrollo de sistemas a base de gel reticulado, como por ejemplo el UniStim de Halliburton, que tolera concentraciones de sales por encima de los 300.000 mg/L, ha permitido a las operadoras el usar el 100% del fluido de retorno en operaciones de fracturamiento hidráulico. Para la recirculación efectiva del fluido en la preparación de este tipo de material se requiere realizar un tratamiento al agua recuperada. El objetivo del tratamiento es remover los minerales que dificultan el desarrollo del fluido o que causan la acumulación de incrustaciones en los pozos. En estos casos, el tratamiento se realiza en la medida necesaria para garantizar la producción y la integridad del fluido, generando menos residuos para su eliminación (Boschee, 2014).

La utilización de reductores de fricción tolerantes a altos niveles de sólidos disueltos ha traído ventajas a nivel de costos por la reducción de la cantidad de polímero requerido en agua oleosa. Diferentes casos de estudio en formaciones canadienses como *Montney* y *Horn River* en las cuales fueron utilizados reductores de fricción tolerantes a la salmuera demostraron que su desempeño fue similar al logrado con reductores de fricción convencionales en agua dulce (Paktinat, 2011).

Un ejemplo de beneficios asociados a la conservación de agua fresca está basado en la prueba realizada en un pozo de la formación *Montney* ubicado al noreste de *British Columbia*, donde se usó agua de producción después de mezclarla con agua dulce. El total de agua requerida para el pozo era alrededor de 340.000 barriles. Utilizando agua de retorno y aplicando dos dosificaciones diferentes, 30% y 50% de fluido recuperado, permitió el ahorro de entre 113.000 y 117.000 barriles de agua fresca por pozo. El utilizar el reductor de fricción tolerante a las sales y la recirculación del 100% del fluido permitió ahorrar cerca de 1,4 millones de dólares en el desarrollo de uno de los pozos (Tablas 27 y 28).

**Tabla 27**

Costo total de un pozo en la formación Montney usando agua fresca

Ítem	\$/bbl	Volumen (bbl)	Costo total (\$)
Transporte y costo de agua fresca	3,35	339.606	1.137.680
Costo de disposición final de agua de retorno	8,00	169.803	1.358.824
Costo de recirculación del agua de retorno	2,75	0	0
<b>Total</b>			<b>2.496.104</b>

**Nota.** Esta tabla muestra la relación de costos para el proceso de fracturamiento hidráulico en un pozo ubicado en la formación *Montney* en Canadá usando solo agua fresca. Tomado de: Boschee, P. (24, enero, 2014). Produced and Flowback Water Recycling and Reuse - Economics, Limitations, and Technology. *Journal of petroleum technology*. [https://jpt.spe.org/produced-and-flowback-water-recycling-and-reuse-economics-limitations-and-technology?gclid=Cj0KCQjwnP-ZBhDiARIsAH3FSRfKcLjI3zvkyLasDLv6RRSm02nGq1Rhy3fd1OLooc0qI9lf0cCQEaAqmNEALw\\_wcB](https://jpt.spe.org/produced-and-flowback-water-recycling-and-reuse-economics-limitations-and-technology?gclid=Cj0KCQjwnP-ZBhDiARIsAH3FSRfKcLjI3zvkyLasDLv6RRSm02nGq1Rhy3fd1OLooc0qI9lf0cCQEaAqmNEALw_wcB)

**Tabla 28**

Costo total de un pozo en la formación Montney usando agua fresca y agua de retorno (relación 50 - 50)

Ítem	\$/bbl	Volumen (bbl)	Costo total (\$)
Transporte y costo de agua fresca	3,35	169.803	568.840
Costo de disposición final de agua de retorno	8,00	0	0
Costo de recirculación del agua de retorno	2,75	169.803	466.958
<b>Total</b>			<b>1.035.798</b>

**Nota.** Esta tabla muestra la relación de costos para el proceso de fracturamiento hidráulico en un pozo ubicado en la formación *Montney* en Canadá usando agua fresca y de retorno. Tomado de: Boschee, P. (24, enero, 2014). Produced and Flowback Water Recycling and Reuse - Economics, Limitations, and Technology. *Journal of petroleum technology*. [https://jpt.spe.org/produced-and-flowback-water-recycling-and-reuse-economics-limitations-and-technology?gclid=Cj0KCQjwnP-ZBhDiARIsAH3FSRfKcLjI3zvkyLasDLv6RRSm02nGq1Rhy3fd1OLooc0qI9lf0cCQEaAqmNEALw\\_wcB](https://jpt.spe.org/produced-and-flowback-water-recycling-and-reuse-economics-limitations-and-technology?gclid=Cj0KCQjwnP-ZBhDiARIsAH3FSRfKcLjI3zvkyLasDLv6RRSm02nGq1Rhy3fd1OLooc0qI9lf0cCQEaAqmNEALw_wcB)

La mayoría de fluidos de fractura gelificados o fabricados con geles reticulados tienen como base la goma guar o derivados de esta; los fluidos de guar reticulados con borato son los más utilizados en operaciones de *fracking* probablemente debido a la abundancia y bajo costo de la goma guar. Además de los geles reticulados de borato, los fluidos de goma guar también se pueden unir con reticulantes metálicos como los de Zirconio y Titanio (Li, L., et al., 2016, p. 316).

Fluidos de geles reticulados de borato fueron preparados con agua de producción que contenía cerca de 107.000 mg/L de *TDS* y una dureza de 8.900 mg/L. El inhibidor de incrustaciones fue añadido al agua de producción para secuestrar iones catiónicos que forman incrustaciones. Con este compuesto, el pH del fluido se acercó a 10, con viscosidad de 300 cP (taza de corte de  $100^{-1}$  s) por cerca de 2 horas a 171 °F. A nivel comparativo, cuando el inhibidor no fue aplicado, la viscosidad del fluido cayó a menos de 100 cP en menos de 30 minutos. Con el inhibidor implementado, fueron realizadas más de 200 etapas de bombeo de fluido de fracturamiento de manera satisfactoria en la formación *Delaware, West Texas* (Li, L., et al., 2016, p. 318).

En conclusión, una amplia cantidad de fluidos de fractura a base de geles reticulados han sido preparados con agua de producción de manera satisfactoria y han sido implementados en operaciones de extracción de petróleo. Los fluidos tuvieron un buen desempeño a diferentes temperaturas y fueron compatibles con amplias variaciones de concentración de sólidos disueltos y dureza. Con el uso de agua recuperada en lugar de agua fresca, los costos operativos pueden disminuir debido a la reducción de precios relacionados con la disposición final del fluido, la reducción de agua cruda, inhibidores de arcillas y otros aditivos. La recirculación también aporta al aspecto medioambiental por la reducción en el uso de agua fresca y la disminución de fluidos que corran el riesgo de ser derramados y que generen contaminación (Li, L., et al., 2016, p. 321).

4.4.1.b. Recirculación en fabricación de lodo de perforación. El uso del agua de retorno no se limita únicamente a procesos de estimulación, sino que también puede incluir su aplicación en operaciones de perforación y procesos de recobro mejorado de hidrocarburos. Para poder recircular el fluido en este tipo de operaciones se requiere controlar la presencia de sólidos suspendidos, turbiedad, reducir la concentración de iones incrustantes tales como dióxido de silicio ( $\text{SiO}_2$ ), Bario ( $\text{Ba}^{+2}$ ), Hierro ( $\text{Fe}^{+2}$ ), Manganeso ( $\text{Mn}^{+2}$ ), Sulfatos ( $\text{SO}_4^{-2}$ ), entre otros. En experimentos realizados por la facultad de perforación, petróleo y gas de la *AGH University of Science and Technology* se logró obtener un fluido recuperado tratado usado como base para preparar surfactante en el recobro mejorado de petróleo que alcanzó un 7% más de eficiencia en el desplazamiento respecto al agua fresca. Adicionalmente, el fluido de perforación preparado con agua de retorno mostró buenas propiedades reológicas (Knapik, E. et al., 2021, p. 1).

La preparación de lodo de perforación permite el uso de agua con calidad más baja que la requerida para preparar nuevo fluido de fractura. Algunos químicos presentes en el agua de retorno pueden tener un impacto positivo en el fluido de perforación. Aditivos como los surfactantes, inhibidores de corrosión e incrustaciones, biocidas y reductores de fricción son comunes en lodo y el fluido de fractura. El polipropilenglicol utilizado en la preparación de fluido de fractura puede incrementar la viscosidad y controlar la reducción de API del lodo de perforación. Los fluidos de perforación a base de salmueras son ampliamente utilizados por su capacidad de inhibir el hinchamiento de arcillas de formación y controlar la presión hidrostática del pozo sin la necesidad de usar agentes que aportan peso al fluido. Adicionalmente, utilizar agua de retorno en la perforación de pozos aledaños puede asegurar una Buena compatibilidad del fluido con la formación. Existen numerosos casos en los que la recirculación del *flowback* en la preparación de lodo ha sido exitosa. La compañía *Marathon Oil Company* demostró el beneficio de utilizar agua recuperada en la *Indian Basin Field* localizada en el condado de Eddy, Nuevo México. Este proceso de recirculación permitió el ahorro de 15.000 m<sup>3</sup> de agua fresco anualmente (Knapik, E. et al., 2021, p. 2).

Muchos de los polímeros utilizados en la preparación de lodos de perforación no son resistentes a concentraciones salinas tan altas y el desarrollo de lodos en base a salmueras no es sencillo. Los intentos para fabricar fluidos de perforación usando polímeros de celulosa (*CMC, PAC*) no han sido satisfactorios. La solución ha sido el utilizar un nuevo polímero denominado *FGM - Polymer-based functionally graded materials* (Knapik, E. et al., 2021, p. 12). Para validar el uso del *FGM* como agente estructural en el fluido de perforación se realizó la medición de parámetros reológicos a soluciones que contenían el 1% de *FGM* preparadas con agua fresca y de retorno (Tabla 29). El agente polimérico mostró alta resistencia a la salinidad y permitió la fabricación de un fluido de perforación eficiente preparado con salmueras con alta concentración de iones de calcio y magnesio.

**Tabla 29**

*Parámetros reológicos de soluciones de FGM*

Parámetro	Solución de <i>FGM</i> en agua fresca	Solución de <i>FGM</i> en <i>flowback</i>
Viscosidad plástica (mPa/s)	15	10
Viscosidad aparente (mPa/s)	27	20
<i>Yield point</i> (Pa)	23	20
Punto de fluencia de baja tasa de cizallamiento (Pa)	8	6
Geles de 10 segundos (Pa)	8	6,5
Geles de 10 minutos (Pa)	9	7,5

**Nota.** La tabla muestra los resultados de las pruebas reológicas realizadas a soluciones del 1% de *FGM* preparadas con agua fresca y agua de retorno. Tomado de: Knapik, E., Chrusz-Lipska, K., Lukanko, L. y Wysocki, S. (2021). Reuse of Flowback Water from Hydraulic Fracturing for Drilling Mud Preparation and Secondary Hydrocarbon Recovery. *Energies MDPI*. 14 (5921). pp. 14.

La investigación realizada demostró que los fluidos de perforación preparados en base al fluido de retorno usando *FGM* como agente estructural presenta buenas propiedades reológicas. Se observó que las viscosidades (plástico y aparente) de la solución son relativamente bajas, por lo que los parámetros de fuerza son altos. También es un factor benéfico que el punto de fluencia de baja tasa de cizallamiento (*LSYP*) es

relativamente alto. En consecuencia, el lodo puede ser utilizado en perforación horizontal (Knapik, E. et al., 2021, p. 13).

#### **4.4.2 Reúso del agua tratada**

Hay que tener en cuenta que la disposición final mediante vertimiento en cuerpos de agua superficiales o alcantarillado de aguas residuales procedentes de proyectos de fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales no se encuentra avalado de acuerdo con el artículo 11, parágrafo 2 de la resolución 0631 del 15 de marzo de 2015 en la cual se indica que *para la actividad de exploración y producción de yacimientos no convencionales de hidrocarburos – YNCH, no se admite el vertimiento de las aguas de producción y de los fluidos de retorno a los cuerpos de agua superficiales y al alcantarillado público, hasta tanto este Ministerio público cuente con la información técnica que le permita establecer los parámetros y sus valores límites máximos permisibles.*

De acuerdo con la resolución 1256 del 23 de noviembre de 2021 expedida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible se define como reúso al uso de las Aguas Residuales por parte de un usuario receptor, para un uso distinto al que las generó. En la resolución 1207 de 2014 se dictan las diferentes disposiciones para el uso de aguas residuales tratadas. De acuerdo con el artículo 6 del mencionado decreto las aguas residuales tratadas podrán ser utilizadas en los siguientes usos:

- Uso agrícola: como cultivos de pastos y forrajes para consumo animal; cultivos no alimenticios para humanos o animales; cultivos de fibras celulósicas y derivados; cultivos para la obtención de biocombustibles (biodiesel y alcohol carburante) incluidos lubricantes; cultivos forestales de madera, fibras y otros no comestibles; cultivos alimenticios que no son de consumo directo para humanos o animales y que han sido sometidos a procesos físicos o químicos; áreas verdes en parques y campos deportivos en actividades de ornato y mantenimiento; jardines en áreas no domiciliarias.

**Tabla 30***Criterios de calidad para uso agrícola*

<b>Variable</b>	<b>Unidad de Medida</b>	<b>Valor límite máximo permisible</b>
<b>Físicos</b>		
pH	Unidades de pH	6,0 – 9,0
Conductividad	μS/cm	1.500
<b>Microbiológicos</b>		
Coliformes termo tolerantes	NMP/100 ml	1,0*E(+5)
Enterococos fecales	NMP/100 ml	1,0*E(2)
Helmintos parásitos humanos	Huevos y larvas/L	1,0
Protozoos parásitos humanos	Quistes/L	1,0
<i>Salmonella sp</i>	NMP/100 ml	1,0
<b>Químicos</b>		
Fenoles totales	mg/L	1,5
Hidrocarburos totales	mg/L	1,0
<b>Iones</b>		
Cianuro libre	mg/L	0,2
Cloruros	mg/L	300
Fluoruros	mg/L	1,0
Sulfatos	mg/L	500
<b>Metales</b>		
Aluminio	mg/L	5,0
Berilio	mg/L	0,1
Cadmio	mg/L	0,01
Cinc	mg/L	3,0
Cobalto	mg/L	0,05
Cromo	mg/L	1,0
Cobre	mg/L	0,1
Hierro	mg/L	5,0
Mercurio	mg/L	0,002
Litio	mg/L	2,5
Manganeso	mg/L	0,2
Molibdeno	mg/L	0,07
Níquel	mg/L	0,2
Plomo	mg/L	5,0
Sodio	mg/L	200

Tabla 30 (continuación)

Vanadio	mg/L	0,1
<b>Metales</b>		
Arsénico	mg/L	0,1
Boro	mg/L	0,4
<b>No metales</b>		
Selenio	mg/L	0,02
<b>Otros parámetros</b>		
Cloro total residual	mg/L	Menor a 1,0
Nitratos	mg/L	5,0

**Nota.** Esta tabla representa los valores máximos para el reúso de agua tratada en el área agrícola. Tomado de: Resolución 1207 de 2014 [Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible]. Por la cual se adoptan disposiciones relacionadas con el uso de aguas residuales tratadas. 25 de julio de 2014. pp. 5.

**Tabla 31**

*Criterios de calidad para uso industrial*

Variable	Unidad de Medida	Valor límite máximo permisible			
		Intercambio de calor	Descarga de aparatos sanitarios	Limpieza mecánica y riego de vías	Sistemas de redes contra incendio
<b>Físicos</b>					
pH	Uni. De pH	6,0 – 9,0	6,0 – 9,0	6,0 – 9,0	6,0 – 9,0
<b>Microbiológicos</b>					
Coliformes termo tolerantes	NMP/100 ml	1,0*E(+3)	1,0*E(+4)	1,0*E(+3)	1,0*E(+1)
Helmintos parásitos humanos	Huevos y larvas/L	0,1	1,0	1,0	0,1
Protozoos parásitos humanos	Quistes/L	0,0	1,0	1,0	1,0
<i>Salmonella sp</i>	NMP/100 ml	1,0	1,0	1,0	1,0
<b>Químicos</b>					
BTEX	mg/L	0,001		0,001	
Esteres ftalatos	mg/L	0,005		0,005	
Fenoles	mg/L	0,002		0,002	
Hidrocarburos aromáticos policíclicos	mg/L	0,01		0,01	

Tabla 31 (continuación)

<b>Biocidas</b>				
2,4 D Ácido	mg/L	0,0001	0,0001	
Diurón	mg/L	0,0001	0,0001	
Glifosato	mg/L	0,0001	0,0001	
Mancozeb	mg/L	0,0001	0,0001	
Propineb	mg/L	0,0001	0,0001	
<b>Iones</b>				
Cianuro libre	mg/L	0,05		
Cloruros	mg/L	300	300	300
Fluoruros	mg/L	1,0		
Sulfatos	mg/L	500	500	500
<b>Metales</b>				
Aluminio	mg/L	5,0	5,0	
Berilio	mg/L	0,1	0,1	
Cadmio	mg/L	0,01	0,01	
Cinc	mg/L	3,0	3,0	
Cobalto	mg/L	0,05	0,05	
Cobre	mg/L	1,0	1,0	
Cromo	mg/L	0,1	0,1	
Plomo	mg/L	5,0	5,0	
Hierro	mg/L	5,0	5,0	
Litio	mg/L	2,5	2,5	
Manganeso	mg/L	0,2	0,2	
Mercurio	mg/L	0,001	0,001	
Molibdeno	mg/L	0,07	0,07	
Níquel	mg/L	0,2	0,2	
Vanadio	mg/L	0,1	0,1	
<b>Metaloides</b>				
Arsénico	mg/L	0,1	0,1	
<b>No metales</b>				
Selenio	mg/L	0,01	0,02	
<b>Otros parámetros</b>				
DBO <sub>5</sub>	mg O <sub>2</sub> /L		30,0	

**Nota.** Esta tabla representa los valores máximos para el reúso de agua tratada en el área agrícola. Tomado de: Resolución 1207 de 2014 [Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible]. Por la cual se adoptan disposiciones relacionadas con el uso de aguas residuales tratadas. 25 de julio de 2014. p. 7.

Uso industrial: como intercambio de calor en torres de enfriamiento y en calderas; descarga de aparatos sanitarios; limpieza mecánica de vías; riego de vías para el control de material particulado; sistemas de redes contra incendio.

#### **4.4.3 Disposición final**

Es importante contar con una alternativa para realizar la disposición final del fluido de retorno cuando el mismo no pueda ser reciclado o reusado. En los términos de referencia para realizar el estudio de impacto ambiental en los proyectos piloto de investigación integral – PPII sobre yacimientos no convencionales de hidrocarburos con la utilización de la técnica de fracturamiento hidráulico multietapa con perforación horizontal – FH PH, se plantean alternativas para la disposición final del agua de retorno.

La primera de ellas es ampliamente conocida en el sector y ha sido utilizada por muchos años y es la reinyección del fluido. Los sumideros son pozos de inyección profunda, destinados a inyectar agua residual en formaciones que poseen las condiciones de entrapamiento estructural y de roca sello, que garantizan la estanqueidad de los fluidos, imposibilitando su vinculación con las aguas subterráneas dulces (Candellero y Delgado, 2018, p. 60).

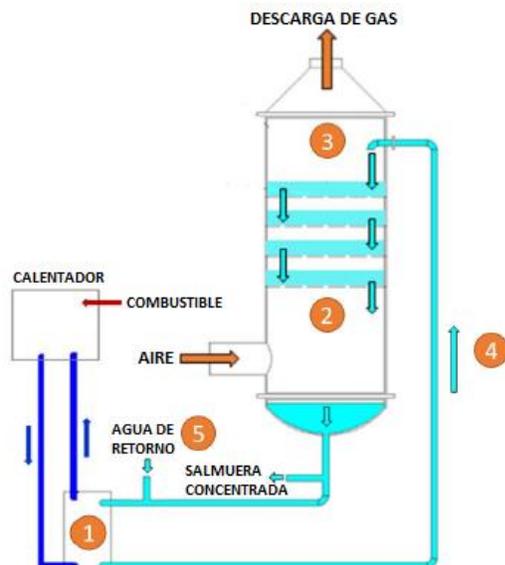
En *Dakota* del Norte, el agua residual de procesos de fractura no es eliminada en piscinas de evaporación. En cambio, es almacenada en sitio para luego ser inyectada. En *Texas*, el agua de producción es almacenada en estanques para luego ser dispuesta en piscinas de evaporación y las técnicas de disposición final varían entre los diferentes estados. En *British Columbia*, el agua residual es inyectada en pozos de disposición final aprobados y también tratada para ser reusada. En *Alberta* (Canadá), el agua debe ser descargada en pozos de disposición final si no es apta para la recirculación o reúso. (Rokosh et al., 2012).

La evaporación forzada también es una técnica aceptada para la disposición final de aguas de retorno y está contemplada dentro de las alternativas expuestas en los

términos de referencia para los pilotos de fracturamiento hidráulico multietapa. A lo largo de los años se han desarrollado diferentes tecnologías para optimizar la evaporación de aguas residuales en proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos. Un ejemplo es la columna de burbujeo, la cual opera bajo el principio de humidificación de un gas de transporte en un proceso multietapa. El agua es precalentada y alimentada a la columna donde entra en contacto con el gas a contracorriente resultando en la transferencia de vapor de agua. Este proceso continuo produce vapor de agua limpio que es liberado a la atmósfera y como subproducto se obtiene una salmuera concentrada hasta su punto de saturación. La salmuera puede ser utilizada en procesos de perforación, *workover* y completamiento (Gradiant Energy Services, 2019). En la Figura 20 se puede observar el esquema de operación de la columna de burbujeo.

**Figura 20**

*Columna de Burbujeo*



1. Fluido es calentado a 200 °F
2. Agua entra en contacto con el aire.
3. El aire transporta el vapor de agua desde el fluido caliente hasta la cima de la torre.
4. El fluido caliente es recirculado hasta alcanzar el punto de saturación.
5. La salmuera concentrada es retirada del sistema.

**Nota.** La figura muestra el esquema de operación de la columna de burbujeo para disposición final de fluido de retorno por evaporación forzada. Tomado de: Gradiant Energy Services (s.f.). (2019). Carrier Gas Concentration – CGC Technical Data Sheet. pp. 2.

## 5. CONCLUSIONES

- Existen sistemas apropiados para realizar un tratamiento adecuado al agua de retorno en proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora gracias a los avances tecnológicos impulsados por los diferentes sectores económicos que comprometidos con el medio ambiente y buscando cumplir con el objetivo de implementar metodologías para impulsar la economía circular y permitir un manejo integral del agua han progresado significativamente en esta área.
- La alternativa propuesta se basa en la capacidad de las tecnologías escogidas para controlar la mayor cantidad de variables críticas identificadas en los diferentes proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora desarrollados en el mundo entero. Esto no limita el uso de otros procesos que puedan entregar rendimientos similares, su elección depende de los criterios que cada compañía considere prioritarios a la hora de ensamblar un sistema de tratamiento. Lo más importante es que el fluido, luego de ser tratado, cumpla con las especificaciones requeridas para su recirculación, reúso o disposición final.
- Los proyectos piloto que se tienen planificados entregarán una línea base de las diferentes variables que deben ser controladas a lo largo del proceso de fracturamiento hidráulico en roca generadora. Cabe aclarar que el manejo integral del agua es uno de muchos puntos críticos ambientales que deben ser evaluados para el desarrollo de esta técnica en el país.
- Las tecnologías aplicadas en la alternativa elegida pueden ser mejoradas a nivel ambiental al utilizar energías alternativas para el proceso. Un ejemplo ellos es el uso de paneles solares para generar la energía requerida por el proceso de electrocoagulación. Este tipo de modificaciones pueden hacer el sistema de tratamiento mucho más limpio.

## 6. RECOMENDACIONES

- Para la elección de un sistema de tratamiento por parte de las compañías petroleras buscando la preservación del recurso hídrico en los proyectos de fracturamiento hidráulico en roca generadora que se puedan desarrollar en el país se recomienda realizar un estudio de factibilidad económica y realizar los ajustes correspondientes de acuerdo con la disponibilidad de recursos y alcance de las tecnologías expuestas.
- Se recomienda mantener la iniciativa de realizar los proyectos piloto en el país para así obtener datos reales relacionados con el fluido de retorno en procesos de fracturamiento hidráulico en roca generadora en Colombia. Con esta línea base fortalecida con investigaciones que recopilan las experiencias en el exterior se puede obtener fundamentos sólidos a nivel técnico para evaluar la viabilidad de la explotación de estos recursos.
- Realizar seguimiento a las caracterizaciones del agua de retorno que arrojen los proyectos piloto de investigación para realizar los ajustes al sistema de tratamiento propuesto.
- La disposición final debe ser la última opción de manejo del fluido, dado que se busca minimizar la explotación indiscriminada del recurso hídrico y a lo largo de este documento se ha podido evidenciar que los volúmenes de agua requeridos para el desarrollo de la técnica en el país son bastante grandes. Por ello se recomienda priorizar la implementación de la recirculación del agua de retorno.

## BIBLIOGRAFÍA

Abualfaraj, N., Stone Olson, M. y Gurian, P. (2014). Characterization of Marcellus Shale Flowback Water. *Environmental Engineering Science*, 31(9). pp. 514 - 524.

Absolute Zone (s.f.). Sizing of Ozone Equipment. <https://absoluteozone.com/ozone-library/sizing-of-ozone-equipment/>

Arango, A. (2012). Efectos del pH y la conductividad en la electrocoagulación de aguas residuales de la industria láctea. *Producción + limpia*. pp. 59-67.

Arango, A. (2005). La electrocoagulación: una alternativa para el tratamiento de aguas residuales. *Revista Lasallista de Investigación*. 2 (1). pp. 49-56

Aranguren, F., Calderón, Z. y Usuriaga, J. (2017). A selection methodology of flowback treatment technologies and water reuse in hydraulic fracturing in source rocks – a strategy to reduce the environmental impacts in Colombia. *Ciencia, Tecnología y Futuro*. 7(1). pp. 5-30

Arboleda, J. (2000). *Teoría y práctica de la purificación del agua*. . McGraw Hill. 3(1).

Asociación Colombiana del Petróleo. (2017) ¿Por qué debemos darle la oportunidad al fracking en Colombia? Guía para entenderlo.

Boschee, P. (24, enero, 2014). Produced and Flowback Water Recycling and Reuse - Economics, Limitations, and Technology. *Journal of petroleum technology*. [https://jpt.spe.org/produced-and-flowback-water-recycling-and-reuse-economics-limitations-and-technology?gclid=Cj0KCQjwnP-ZBhDiARIsAH3FSRfKcLjVI3zvkyasDLv6RRSm02nGq1Rhy3fd1OLooc0qI9lf0cCQEaAqmNEALw\\_wcB](https://jpt.spe.org/produced-and-flowback-water-recycling-and-reuse-economics-limitations-and-technology?gclid=Cj0KCQjwnP-ZBhDiARIsAH3FSRfKcLjVI3zvkyasDLv6RRSm02nGq1Rhy3fd1OLooc0qI9lf0cCQEaAqmNEALw_wcB)

- Bhuyar, K., Loharkar, K. y Solanki, R. (2014). Design & Fabrication of Nanofiltration Unit: A Review. *International journal of innovations in Engineering and Technology*. 4 (4). pp. 249-255.
- Buitrago, J. (2017). Extracción de cloruros de un sistema de tratamiento de aguas residuales industriales a través de procesos mecánicos. *Revista Palmas*. pp. 108-113.
- California Water Boards. (2010). Folleto informativo pH. [https://www.waterboards.ca.gov/water\\_issues/programs/swamp/docs/cwt/guidance/3140sp](https://www.waterboards.ca.gov/water_issues/programs/swamp/docs/cwt/guidance/3140sp)
- Candellero, M., Delgado, M. (2018). Reutilización de Agua de Flowback en Fracturas No Convencionales. [Trabajo de grado]. Universidad Nacional de Momahue.
- Cerón, M., Walls, J. y Diaz, E. (2013). Comparison of reservoir quality of La Luna, Gacheta and Eagle Ford Shale formations: Using Digital Rock Physics. *AAPG Datapages*. Search and Discovery Article #50875.
- ConocoPhillips Colombia. (2017). Estudio de impacto ambiental para la perforación exploratoria de hidrocarburos - área de perforación exploratoria (ape) plata.
- Diaz, J. (2019). Ecuaciones y cálculos para el tratamiento de aguas. Ed. Paraninfo.
- Dores, R., Hussain, A., Katebah, M. y Adham, S. (2012). Using advanced water treatment technologies to treat produced water from the petroleum industry. *SPE International Production and Operations Conference and Exhibition*. Doha, SPE-157108.
- Dunne, J. (2017). Flowback and Produced Waters Opportunities and Challenges for Innovation: *Proceedings of a Workshop*, 4, pp. 29 – 38.

Ely, J., Horn, A., Cathey, R., Fraim, M. y Jakhete, S. (2011). Game changing technology for treating and recycling frac water. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Colorado, SPE-145454.

Fernández – Alba, A., Letón, P., Rosal, R., Dorado, M., Villar, S. y Sanz, J. (2006). Tratamientos avanzados de aguas residuales industriales. CEIM, Dirección General de Universidades e Investigación.

Fierro, J. (2012). Riesgos e incertidumbres del fracturamiento hidráulico de yacimientos no convencionales. Presentado en Bogotá, Colombia.

Flynn, S., Gunten, K., Warchola, T., Snihur, K., Forbes, T., Goss, G., Gingras, Konhauser, K. y Alessi, D. (2018). Characterization and implications of solids associated with hydraulic fracturing flowback and produced water from the Duvernay Formation, Alberta, Canada. Environmental Science Process & Impacts.

U.S. Government Accountability Office [GAO]. (2012). OIL AND GAS. Information on Shale Resources, Development, and Environmental and Public Health Risks. <https://www.gao.gov/products/gao-12-732>

González, G. (2013). Evaluación del contenido de grasas y aceites en descargas de agua residual porcícola con diferentes fuentes energéticas en la dieta alimenticia. <https://www.porcicultura.com/destacado/Evaluaci%C3%B3n-del-contenido-de-grasas-y-aceites-en-descargas-de-agua-residual-porc%C3%ADcola-con-diferentes-fuentes-energ%C3%A9ticas-en-la-dieta-alimenticia>.

Gradiant Energy Services (s.f.). (2019). Carrier Gas Concentration – CGC Technical Date Sheet.

- Hankins, N. y Singh R. (2016). Emerging Membrane Technology for Sustainable Water Treatment. Elsevier Science.
- Higley, D., Pollastro, R. y Clayton, J. (2015). Denver basin province. pp. 1-19.
- Hussain, A., Minier-Matar, J., Janson, A., Gharfeh, S. y Adham, S. (2014). Advanced technologies for Produced Water Treatment and Reuse. SPE International Petroleum Technology Conference. Doha, SPE-17394.
- Igunnu E. y Chen G. (2012). Produced Water Treatment Technologies. International Journal of Low-Carbon Technologies. 9. pp. 157-177.
- Kargbo, D.M., Wilhelm, R.G. y Campbell, D.J. (2010). Natural gas plays in the Marcellus shale: challenges and potential opportunities. Environ. Sci. Technol. 44 (15), pp. 5679–5684.
- Knapik, E., Chrusz-Lipska, K., Lukanko, L. y Wysocki, S. (2021). Reuse of Flowback Water from Hydraulic Fracturing for Drilling Mud Preparation and Secondary Hydrocarbon Recovery. Energies MDPI. 14 (5921). pp. 1-22
- Kponee, K., Chiger, A., Kakulu, I., Vorhees, D. y Heiger-Bermays, W. (2015). Petroleum contaminated water and health symptoms: a cross-sectional pilot study in a rural Nigerian community. Environmental Health. 14(86). pp. 1-8.
- Li, L., Al-Muntasheri, G. y Liang, F. (2016). A review of crosslinked fracturing fluids prepared with produce water. KE AI Advancing Research Evolving Science, 2, pp. 313 - 323.
- Lovecchio, J., Marshall, P., Rébori, L. y Vergani, G. (2015). Hidrocarburos convencionales y no convencionales. *ResearchGate*. pp. 41-48.

- López, S. (2018). Reducción DQO & DBO, aguas residuales. Club agua. <https://www.iagua.es/blogs/alejandro-santos-altos/reduccion-dqo-dbo-aguas-residuales>
- Lutz, B.D., Lewis, A.N. y Doyle, M.W. (2013). Generation, transport, and disposal of wastewater associated with Marcellus Shale gas development. *Water Resour. Res.* 49. pp. 647–656.
- Lyster, S., Corlett, H.J. y Berhane, H. (2017). Hydrocarbon Resource Potential of the Duvernay Formation in Alberta – Update. Alberta Energy Regulator. Open file report 2017-02. pp. 1 - 44.
- Magaña, L., Rojas, A., González, Y. y Ojeda, E. (2020). Remoción de contaminantes del residual lácteo por electrocoagulación con electrodos de aluminio. *Tecnología química.* 40 (1). pp. 1-13.
- Mariñelarena, R., (2018). Caracterización de la formación vaca muerta como reservorio no convencional en el área loma jarillosa este [Trabajo de grado]. Enfoque petrofísico. Universidad Nacional de la Plata.
- Miang, C., Wang, J., Li, M., Oettel, B., Kaner, R., Jassby, D. y Hoek, E. (2020). Performance, Energy and Cost of Produced Water Treatment by Chemical and Electrochemical Coagulation. *Water.* 12 (3426). pp. 1-14.
- Minier-Matar H., Hussain, A., Janson, A. y Adham S. (2014). Treatment of produced water from unconventional resources by membrane distillation. SPE International Petroleum Technology Conference. Doha, SPE-17481.
- Montgomery, C. (2013). Fracturing fluids components. Intechopen. <https://www.intechopen.com/books/effective-and-sustainable-hydraulicfracturing/fracturing-fluid-components>

- National Academies of Sciences, Engineering and Medicine. (2017). Flowback and produce waters - opportunities and challenges for innovation: Proceedings of a workshop. <https://doi.org/10.17226/24620>.
- Nygaard, K. (2012). Estimulación hidráulica y tecnología de completamiento para pozos no convencionales de lutitas [Diapositiva de Powerpoint].
- Osisanya, S. y Haroun, M. (2014). Evaluation of cementing and stimulation techniques for horizontal Wells drilled in unconventional shale formations. SPE International Petroleum Exhibition and Conference. Abu Dhabi, SPE- 172162 MS.
- Otero, N. (2007). Filtración de aguas residuales para reutilización. [Trabajo de grado]. Universidad de la Laguna.
- Pierce, D., Bertrand, K. y Cretiu Vasiliu C. (2010). Water recycling helps with sustainability. SPE Asia Pacific Oil & Gas Exhibition. Queensland, SPE-134137.
- Prieto, V. y Martínez, A. (1999). La contaminación de las aguas por hidrocarburos: un enfoque para abordar su estudio. Revista Cubana de higiene epidemiol. 37(1). pp. 13-20.
- Rehman, K., Fatima, F., Waheed, I. y Hamid, M. (2017). Prevalence of exposure of heavy metals and their impact on health consequences. Journal of cellular biochemistry. 119. pp. 157-184
- Resolución 631 de 2015 [Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible]. Por el cual se establecen los parámetros y valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público. 17 de marzo de 2015.

Resolución 1207 de 2014 [Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible]. Por la cual se adoptan disposiciones relacionadas con el uso de aguas residuales tratadas. 25 de julio de 2014.

Resolución 1256 de 2021 [Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible]. Por la cual se reglamenta el uso de las aguas residuales y se adoptan otras disposiciones. 23 de noviembre de 2021.

Resolución 0821 de 2020 [Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible]. Por la cual se expiden los términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental para proyectos piloto de investigación integral – PPII sobre yacimientos no convencionales – YNC de hidrocarburos con la utilización de la técnica de fracturamiento hidráulico multi etapa con perforación horizontal – FH - PH. 24 de septiembre de 2020.

Resolución 0421 de 2014 hidrocarburos [Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible]. Por la cual se expiden los términos de Referencia - EIA – proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos. 20 de marzo de 2014.

Ridlington, E. (2013). Fracking by the numbers: Key Impacts of Dirty Drilling at the State and National Level. Environment America.

Rodríguez, C. (2007). Demanda química de oxígeno por reflujo cerrado y volumetría. Instituto de hidrología y estudios ambientales [IDEAM].

Rosal, R. (2019). Ecuaciones y cálculos para el tratamiento de aguas. Capítulo 51: Ozonización. Ed. Paraninfo.

Rosas, M. (2021). Colombia tiene un enorme potencial de gas y petróleo en YNC. Guía del gas. Recuperado de <https://guiadelgas.com/industria/colombia-tiene-un-enorme-potencial-de-gas-y-petroleo-en-ync/>

Ruiz, R. (2019). Diseño de un prototipo de ósmosis inversa para tratamiento de aguas residuales en la industria textil de Cúcuta [Tesis de grado]. Universidad libre.

Sánchez, C. (2015). Intercambio iónico (FT-TER-006). Fichas técnicas de etapas de proceso de plantas de tratamiento de aguas residuales de la industria textil. Universidad de Cataluña.

Santa Cruz, J. (2016). (Trabajo de grado). Influencia del pH en la eficiencia del proceso de coagulación – floculación en el tratamiento de agua potable para la ciudad de Moyobamba. Universidad Nacional de San Martín - Tarapoto.

Schlumberguer (s.f.). Energy Glossary en Español. <https://glossary.slb.com/es/>

Shale experts. (s.f.). Duvernay shale overview. <https://www.shaleexperts.com/plays/duvernay-shale/Overview?menu#:~:text=Duvernay%20is%20characterized%20by%20an,Leduc%20Field%20discovered%20in%201947.>

Shaw, D. y Harris, N. (2020). Sequence stratigraphic analysis of the Duvernay Formation shale, Kaybob area, Alberta. Geoconvention 2020. pp. 1-5.

Sitterley, K. (2015). Evaluating chemical and electrocoagulation for the treatment of hydraulic fracturing wastewater. [Trabajo de grado]. Universidad de Colorado.

Sumio Water Systems (s.f.). (2015). Dimensionamiento de un Separador API. <https://sumiowater.com/dimensionamiento-de-un-separador-api/>

Sun, Y., Wang, D., Tsang, D., Wang, L., Sik, Y. y Feng, Y. (2019). A critical review of risks, characteristics, and treatment strategies for potentially toxic elements in wastewater from shale gas extraction. 125. pp. 452-469.

- Tenelema, S. (2019). Diseño de un electrocoagulador para el tratamiento de aguas residuales de la industria láctea Familac del Cantón Chambo [Tesis de grado]. Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.
- Trombetta, J.C. (2012). El agua en la explotación de yacimientos no convencionales. *Petrotecnia*. pp. 52-64.
- U.S. Environmental Protection Agency [EPA]. (2016). Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States. EPA-600-R-16-236ES.
- U.S. Energy Information Administration [EIA]. (2017). Marcellus Shale Play Geology review. U.S. Department of Energy Washington, DC 20585.
- Valero, M. (2013). Selection of technologies for the treatment of production waters in a gas shale using a technic of multi criteria decision. [Tesis de maestría] (Ingeniería Ambiental), Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Universidad Industrial de Santander.
- Vengosh, A., Jackson, R.B., Warner, N., Darrah, T.H. y Kondash, A., 2014. A critical review of the risks to water resources from unconventional shale gas development and hydraulic fracturing in the United States. *Environ. Sci. Technol.* 48 (15). pp. 8334–8348.
- Wang, B., Xiong, M., Wang, P. y Shi, B. (2020). Chemical characterization in hydraulic fracturing flowback and produced water (HF-FPW) of shale gas in Sichuan of China. *Environmental science and pollution research*. 27. pp. 26532–26542.

- Water Resources. (2019). Chloride, Salinity, and Dissolved Solids. US. Geological Survey. Recuperado de <https://www.usgs.gov/mission-areas/water-resources/science/chloride-salinity-and-dissolved-solids>.
- Water Resources. (2019). Metals and Other Trace Elements. US. Geological Survey. Recuperado de <https://www.usgs.gov/mission-areas/water-resources/science/metals-and-other-trace-elements>.
- Younker, J., Lee S., Gagnon, G. y Walsh, M. (2011). Atlantic Canada offshore R&D: Treatment of oilfield produced water by chemical coagulation and electrocoagulation. Offshore Technology Conference, Houston, Texas.
- Zheng, J. (2017). Removal of polycyclic aromatic hydrocarbons from offshore produced water by advanced oxidation technologies. [Tesis de grado]. Universidad de Newfoundland.
- Zhou, P., Brown, M. y Gu, B. (2006). Membrane and Other Treatment Technologies — Pros and Cons. Perchlorate: Environmental Occurrence, Interactions and Treatment. pp. 389-404.
- Zou, C., Dong, D., Wang, S., Li, J., Li, X, Wang, Y., Li, D. y Cheng, K. (2010). Geological characteristics and resource potential of shale gas in China. *Petroleum exploration and development*, 37 (6), pp 641–653.

## GLOSARIO

**Apuntalante:** denominado también agente de sustentación. son partículas de determinado tamaño que se mezclan con el fluido de fracturamiento para mantener las fisuras abiertas en la formación después de un tratamiento de fracturamiento hidráulico (schlumberger, s.f).

**Exploración:** es la fase inicial de las operaciones petroleras, que involucra la generación de un área prospectiva o de una extensión productiva, o ambas, y la perforación de un pozo de exploración (schlumberger, s.f).

**Flotabilidad:** hace referencia a la fuerza ascendente que actúa sobre un objeto colocado en un fluido. la fuerza de flotación es equivalente al peso del fluido desplazado por el objeto (schlumberger, s.f).

**Permeabilidad:** indica la capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies (schlumberger, s.f).

**Perforación:** en términos petroleros, es un proceso llevado a cabo, mediante maquinaria especial, con la intención de obtener petróleo del subsuelo. para esto, es necesario cavar un orificio e insertar a través de él tubos, mediante los cuales se extrae el material (schlumberger, s.f.).

**Porosidad:** el porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos (schlumberger, s.f).

**Recirculación:** hace referencia al uso de las aguas residuales tratadas en operaciones y procesos unitarios dentro de la misma actividad económica que las genera y por parte del mismo usuario generador, sin que exista contacto con el suelo al momento de su uso, salvo cuando se trate de suelo de soporte de infraestructura (resolución 1256, 2021, Artículo 2).

**Reúso:** es el uso de las aguas residuales por parte de un usuario receptor, para un uso distinto al que las generó (resolución 1256, 2021, Artículo 2).

**Yacimiento:** espacio físico rocoso en el subsuelo en donde se encuentran e forma natural minerales, rocas o material fósil. (schlumberguer, s.f)

## ANEXOS

### ANEXO 1. CARACTERÍSTICAS FÍSICOQUÍMICAS DE FLUIDOS DE RETORNO

LEGISLACIÓN						PICO PLATA		SICHUAN (CHINA) CN-F PROPHASE		MARCELLUS SHALE (USA)		Denver-Julesburg (DJ) BASIN - COLORADO (USA)			
						VALORES LÍMITE LEGISLACIÓN		Fuentes:		Fecha:		Fuente:		Fecha:	
						RESOLUCIÓN 0631		RESOLUCIÓN 1207		Pruebas extensas Pico Plata		Revista: Environmental Science and Pollution Research		University of Pittsburgh	
item	PARÁMETROS	UNIDAD	VALOR LÍMITE PERFORACIÓN	VALOR LÍMITE PRODUCCIÓN	VALOR LÍMITE REUSO	PARÁMETROS	CUMPLE (SI/NO)	PARÁMETROS	CUMPLE (SI/NO)	PARÁMETROS	CUMPLE (SI/NO)	PARÁMETROS	CUMPLE (SI/NO)		
1	pH	Unidades de pH	6 a 9	6 a 9	6 a 9	6,47	SI	6,85	SI	6,56	SI	6,8	SI		
2	DQO	mg/L O2	400	180	NA	1.295	NO	1.746	NO	15.358	NO	1.218	NO		
3	DBO5	mg/L O2	200	60	30	1.198	NO					1.100	NO		
4	Sólidos suspendidos totales (SST)	mg/L	50	50	NA	1.108	NO	74,13	NO	352	NO	360	NO		
5	Sólidos sedimentables (SSED)	mg/L	1	1	NA	0,2	SI								
6	Sólidos disueltos totales (TDS)	mg/L	NA	NA	NA			32.500	SI			22.500	SI		
7	Turbiedad	NTU	NA	NA	NA			102,6	SI						
8	Grasas y aceites	mg/L	15	15	NA	84	NO			74	NO	59	NO		
9	Fenoles	mg/L	0.2	0.2	0.002	60	NO					1,4	NO		
10	Sustancias activas al azul de metileno	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA										
11	Hidrocarburos totales (TPH)	mg/L	10	10	NA	82	NO								
12	Hidrocarburos aromáticos policíclicos	mg/L	0.01	0.01	0.01										
13	BTEX	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte	0.001	4.300	NO			755	NO				
14	Compuestos orgánicos halogenados adsorbibles	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA										
15	Fósforo total	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA										
16	Ortofosfatos	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA	0,63	SI								
17	Nitratos	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA							5,2	SI		
18	Nitrógeno amoniacal	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA							24,7	SI		
19	Nitrógeno total	mg/L	10	10	NA										
20	Cianuro total	mg/L	1	1	0.05							0,055	NO		

LEGISLACIÓN						PICO PLATA		SICHUAN (CHINA) CN-F PROPHASE		MARCELLUS SHALE (USA)		Denver-Julesburg (DJ) BASIN - COLORADO (USA)			
						VALORES LÍMITE LEGISLACIÓN									
						RESOLUCIÓN 0631		RESOLUCIÓN 1207		Fuente: Informe de pruebas extensas Pico Plata		Revista: Environmental Science and Pollution Research		Fuente: University of Pittsburgh	
item	PARÁMETROS	UNIDAD	VALOR LÍMITE PERFORACIÓN	VALOR LÍMITE PRODUCCIÓN	VALOR LÍMITE REUSO	PARÁMETROS	CUMPLE (SI/NO)	PARÁMETROS	CUMPLE (SI/NO)	PARÁMETROS	CUMPLE (SI/NO)	PARÁMETROS	CUMPLE (SI/NO)		
21	Cloruros	mg/L	1200	1200	300			22350	NO	57447	NO	13,6	SI		
22	Fluoruros	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte	1										
23	Sulfatos	mg/L	300	300	500			216	SI	71	SI	1,3	SI		
24	Sulfuros	mg/L	1	1	NA							0,31	SI		
25	Aluminio	mg/L	NA	NA	5							0,064	SI		
26	Antimonio	mg/L			NA										
27	Arsénico	mg/L	0,1	0,1	0,1	0,024	SI					0,067	SI		
28	Bario	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA					2224	SI	8,542	SI		
29	Berilio	mg Be/L			0,1										
30	Boro	mg/L	NA	NA	NA							3,105	SI		
31	Cadmio	mg/L	0,1	0,1	0,01	0,002	SI								
32	Calcio	mg/L	NA	NA	NA					7220	SI	524,1	SI		
33	Cinc	mg/L	3	3	3							0,051	SI		
34	Cobalto	mg Co/L	NA	NA	0,05										
35	Cobre	mg/L	1	1	1	0,015	SI					0,288	SI		
36	Cromo	mg/L	0,5	0,5	0,1							0,058	SI		
37	Estroncio	mg/L	NA	NA	NA					1695	SI	60,25	SI		
38	Hierro	mg/L	3	3	5			1,98	SI	76	NO	81,42	NO		
39	Litio	mg/L	NA	NA	2,5							3,519	NO		
40	Magnesio	mg/L	NA	NA	NA							106,4	SI		

LEGISLACIÓN						PICO PLATA		SICHUAN (CHINA) CN-F PROPHASE		MARCELLUS SHALE (USA)		Denver-Julesburg (DJ) BASIN - COLORADO (USA)			
						VALORES LÍMITE LEGISLACIÓN									
						RESOLUCIÓN 0631		RESOLUCIÓN 1207		Fuente: Informe de pruebas extensas Pico Plata		Revista: Environmental Science and Pollution Research		Fuente: University of Pittsburgh	
item	PARÁMETROS	UNIDAD	VALOR LÍMITE PERFORACIÓN	VALOR LÍMITE PRODUCCIÓN	VALOR LÍMITE REUSO	PARÁMETROS	CUMPLE (SI/NO)	PARÁMETROS	CUMPLE (SI/NO)	PARÁMETROS	CUMPLE (SI/NO)	PARÁMETROS	CUMPLE (SI/NO)		
41	Manganeso	mg/L	NA	NA	0.2					632	NO	1.471	NO		
42	Mercurio	mg/L	0.01	0.01	0.001										
43	Molibdeno	mg/L	NA	NA	0.07										
44	Niquel	mg/L	0.5	0.5	0.2			0.5526	NO			0.042	SI		
45	Plata	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA	0.05	SI								
46	Plomo	mg/L	0.2	0.2	5			0.058	SI						
47	Potasio	mg/L	NA	NA	NA							101.3	SI		
48	Rubidio	mg/L	NA	NA	NA							0.23	SI		
49	Silicio	mg/L	NA	NA	NA							19.65	SI		
50	Sodio	mg/L	NA	NA	NA					24123	SI	6943.9	SI		
51	Selenio	mg/L	0.2	0.2	0.01	1.38	NO								
52	Titanio	mg/L	NA	NA	NA							0.028	SI		
53	Vanadio	mg/L	1	1	0.1							0.12	NO		
54	Ácido Acético	mg/L	NA	NA	NA							1600	SI		
55	Ácido n-butírico	mg/L	NA	NA	NA							19	SI		
56	Ácido propiónico	mg/L	NA	NA	NA							33	SI		
57	Acidez total	mg/L CaCO3	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA	352	SI								
58	Alcalinidad total	mg/L CaCO3	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA	1950	SI			165	SI	150	SI		
59	Dureza cálcica	mg/L CaCO3	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA										
60	Dureza total	mg/L CaCO3	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA	599	SI								
61	Color	m-1	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA										

LEGISLACIÓN						DJ BASIN - Wattenber Field - COLORADO (USA) Retorno promedio día 1		DUVERNAY Formation - Alberta (Canada)		Eagle Ford - USA		NEUQUEN - Argentina					
						VALORES LÍMITE LEGISLACIÓN		Autor: Rosenblum J. et al.		Autor: Flynn S. et al.		Autor: Aranguren, Calderon, Usuriaga		Autor: Candelero, Delgado			
						RESOLUCIÓN 0631		RESOLUCIÓN 1207		Fecha: 25/04/2017		Fecha: 06/12/2018		Fecha: 29/09/2017		Fecha: Diciembre 2018	
						VALOR LÍMITE PERFORACIÓN		VALOR LÍMITE PRODUCCIÓN		VALOR LÍMITE REUSO		Revista: Science of the Total Environment		Revista: Environmental Science - Processes and impacts		Revista: Ciencia, Tecnología y Futuro	
item	PARÁMETROS	UNIDAD	VALOR LÍMITE PERFORACIÓN	VALOR LÍMITE PRODUCCIÓN	VALOR LÍMITE REUSO	PARÁMETROS	CUMPLE (SI/NO)	PARÁMETROS	CUMPLE (SI/NO)	PARÁMETROS	CUMPLE (SI/NO)	PARÁMETROS	CUMPLE (SI/NO)				
1	pH	Unidades de pH	6 a 9	6 a 9	6 a 9	7.42	SI	5.51	NO	7	SI	5.37	NO				
2	DQO	mg/L O2	400	180	NA	8215	NO										
3	DBO5	mg/L O2	200	60	30												
4	Sólidos suspendidos totales (SST)	mg/L	50	50	NA	545	NO			840	NO	291	NO				
5	Sólidos sedimentables (SSED)	mg/L	1	1	NA												
6	Sólidos disueltos totales (TDS)	mg/L	NA	NA	NA	14220	SI	243000	SI	33015	SI	167192	SI				
7	Turbiedad	NTU	NA	NA	NA	1835	SI			>100	SI						
8	Grasas y aceites	mg/L	15	15	NA												
9	Fenoles	mg/L	0.2	0.2	0.002												
10	Sustancias activas al azul de metileno	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA												
11	Hidrocarburos totales (TPH)	mg/L	10	10	NA												
12	Hidrocarburos aromáticos policíclicos	mg/L	0.01	0.01	0.01												
13	BTEX	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte	0.001												
14	Compuestos orgánicos halogenados adsorbibles	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA												
15	Fósforo total	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA												
16	Ortofosfatos	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA												
17	Nitratos	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA												
18	Nitrógeno amoniacal	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA												
19	Nitrógeno total	mg/L	10	10	NA					19.3	NO						
20	Cianuro total	mg/L	1	1	0.05												

LEGISLACIÓN						DJ BASIN - Wattenber Field - COLORADO (USA) Retorno promedio día 1		DUVERNAY Formation - Alberta (Canada)		Eagle Ford - USA		NEUQUEN - Argentina							
						VALORES LÍMITE LEGISLACIÓN						Autor: Rosenblum J. et al.		Autor: Flynn S. et al.		Autor: Aranguren, Calderon, Usuriaga		Autor: Candelero, Delgado	
						RESOLUCIÓN 0631			RESOLUCIÓN 1207			Fecha: 25/04/2017		Fecha: 06/12/2018		Fecha: 29/09/2017		Fecha: Diciembre 2018	
item	PARÁMETROS	UNIDAD	VALOR LÍMITE PERFORACIÓN	VALOR LÍMITE PRODUCCIÓN	VALOR LÍMITE REUSO	PARÁMETROS	CUMPLE (SI/NO)	PARÁMETROS	CUMPLE (SI/NO)	PARÁMETROS	CUMPLE (SI/NO)	PARÁMETROS	CUMPLE (SI/NO)						
21	Cloruros	mg/L	1200	1200	300	6524	NO	136000	NO	19318	NO	103791	NO						
22	Fluoruros	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte	1														
23	Sulfatos	mg/L	300	300	500	74.9	SI	48.7	SI	163	SI	176	SI						
24	Sulfuros	mg/L	1	1	NA														
25	Aluminio	mg/L	NA	NA	5	0.4	SI			1000	NO	0.024	SI						
26	Antimonio	mg/L			NA														
27	Arsénico	mg/L	0.1	0.1	0.1					25	NO								
28	Bario	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA	4.8	SI	24.1	SI	10	SI	260	SI						
29	Berilio	mg Be/L			0.1														
30	Boro	mg/L	NA	NA	NA			96	SI	711	SI	17	SI						
31	Cadmio	mg/L	0.1	0.1	0.01					20	NO								
32	Calcio	mg/L	NA	NA	NA	171.7	SI	11800	SI	1270	SI	20731	SI						
33	Cinc	mg/L	3	3	3			4.4	NO	100	NO								
34	Cobalto	mg Co/L	NA	NA	0.05														
35	Cobre	mg/L	1	1	1					130	NO								
36	Cromo	mg/L	0.5	0.5	0.1					55	NO								
37	Estroncio	mg/L	NA	NA	NA	15.7	SI	1470	SI	203	SI	1816	SI						
38	Hierro	mg/L	3	3	5	43.4	NO	151	NO	112	NO	190	NO						
39	Litio	mg/L	NA	NA	2.5			54.6	NO										
40	Magnesio	mg/L	NA	NA	NA	15.3	SI	738	SI	111	SI	3551	SI						

LEGISLACIÓN						DJ BASIN - Wattenber Field - COLORADO (USA) Retorno promedio día 1		DUVERNAY Formation - Alberta (Canada)		Eagle Ford - USA		NEUQUEN - Argentina					
						VALORES LÍMITE LEGISLACIÓN				Autor: Rosenblum J. et al.		Autor: Flynn S. et al.		Autor: Aranguren, Calderon, Usuriaga		Autor: Candelero, Delgado	
						RESOLUCIÓN 0631		RESOLUCIÓN 1207		Fecha: 25/04/2017		Fecha: 06/12/2018		Fecha: 29/09/2017		Fecha: Diciembre 2018	
item	PARÁMETROS	UNIDAD	VALOR LÍMITE PERFORACIÓN	VALOR LÍMITE PRODUCCIÓN	VALOR LÍMITE REUSO	PARÁMETROS	CUMPLE (SI/NO)	PARÁMETROS	CUMPLE (SI/NO)	PARÁMETROS	CUMPLE (SI/NO)	PARÁMETROS	CUMPLE (SI/NO)				
41	Manganeso	mg/L	NA	NA	0.2	0.5	NO	15.8	NO								
42	Mercurio	mg/L	0.01	0.01	0.001					0.2	NO						
43	Molibdeno	mg/L	NA	NA	0.07					50	NO						
44	Niquel	mg/L	0.5	0.5	0.2					200	NO						
45	Plata	mg/L	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA					50	SI						
46	Plomo	mg/L	0.2	0.2	5			0.06	SI	22.4	NO						
47	Potasio	mg/L	NA	NA	NA	21.5	SI	2570	SI	192	SI	1287	SI				
48	Rubidio	mg/L	NA	NA	NA												
49	Silicio	mg/L	NA	NA	NA	46.7	SI	7.9	SI	148	SI						
50	Sodio	mg/L	NA	NA	NA	4385	SI			10900	SI	35939	SI				
51	Selenio	mg/L	0.2	0.2	0.01					25	NO						
52	Titanio	mg/L	NA	NA	NA												
53	Vanadio	mg/L	1	1	0.1												
54	Ácido Acético	mg/L	NA	NA	NA												
55	Ácido n-butírico	mg/L	NA	NA	NA												
56	Ácido propionico	mg/L	NA	NA	NA												
57	Acidez total	mg/L CaCO3	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA												
58	Alcalinidad total	mg/L CaCO3	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA	1070	SI	54.4	SI	406	SI						
59	Dureza cálcica	mg/L CaCO3	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA												
60	Dureza total	mg/L CaCO3	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA												
61	Color	m-1	Análisis y reporte	Análisis y reporte	NA												

## ANEXO 2. MEMBRANA DE NANOFILTRACIÓN

### NE8040-90

Normal grade NF element with high monovalent ion rejection

**CSM**<sup>®</sup>

#### SPECIFICATIONS:

<b>General Features</b>	<b>Permeate flow rate</b> <sup>1</sup> :	8,000 GPD (30.3 m <sup>3</sup> /day)
	<b>Monovalent ion rejection (NaCl)</b> <sup>1</sup> :	85.0 – 97.0%
	<b>Divalent ion rejection (CaCl<sub>2</sub>)</b> <sup>2</sup> :	90.0 – 97.0%
	<b>Effective membrane area:</b>	400 ft <sup>2</sup> (37.2 m <sup>2</sup> )

- The stated product performance is based on data taken after 30 minutes of operation at the following monovalent test conditions:
  - 2,000 mg/L NaCl solution at 75 psig (0.52 MPa) applied pressure
  - 15% recovery
  - 77 °F (25 °C)
  - pH 6.5–7.0
- The stated product performance is based on data taken after 30 minutes of operation at the following divalent test conditions:
  - 500 mg/L CaCl<sub>2</sub> solution at 75 psig (0.52 MPa) applied pressure
  - 15% recovery
  - 77 °F (25 °C)
  - pH 6.5–7.0
- Minimum MgSO<sub>4</sub> rejection is 98.0%. (Test conditions are equivalent with NaCl)
- Permeate flow rate for each element may vary +30% / -15%.
- Elements can be supplied as dry or wet-type. Wet-tested elements are soaked in a preservative solution (1.0% food grade SBS) and vacuum sealed in a poly bag. All elements are individually boxed.

<b>Membrane type:</b>	Thin-Film Composite
<b>Membrane material:</b>	Polyamide (PA)
<b>Element configuration:</b>	Spiral-Wound, FRP Wrapping

#### Dimensions and Weight

Model Name	A	B	C	Weight	Part Number	
					Inter-connector	Brine Seal
NE8040-90	40.0 inch (1,016 mm)	7.9 inch (200 mm)	1.12 inch (28.5 mm)	15 kg	SWA01049	SWA01043



- Each membrane element supplied with one brine seal, one interconnector (coupler) and four o-rings.
- All NE8040 elements fit nominal 8.0 inch (203.2 mm) I.D. pressure vessels.

The information provided in this document is solely for informative purposes. It is the user's responsibility to ensure the appropriate usage of this product. Toray Advanced Materials Korea Inc. assumes no obligation, liability or damages incurred for the misuse of the product or for the information provided in this document. This document does not express or imply any warranty as to the merchantability or fitness of the product.

#### Toray Advanced Materials Korea Inc.

For more information on our products, company and regional contacts, please visit our website at [www.csmfilter.com](http://www.csmfilter.com).

Product Specification Sheet / Model NE8040-90

Page 1 of 2

Rev.1.0 March 2020

# NE8040-90

Normal grade NF element with high monovalent ion rejection



## APPLICATION DATA:

<b>Operating Limits</b>	· Max. Pressure Drop / Element	15 psi (0.1 MPa)
	· Max. Pressure Drop / 240" Vessel	60 psi (0.41 MPa)
	· Max. Operating Pressure	600 psi (4.14 MPa)
	· Max. Feed Flow Rate	75 gpm (17.0 m <sup>3</sup> /hr)
	· Min. Concentrate Flow Rate	16 gpm (3.6 m <sup>3</sup> /hr)
	· Max. Operating Temperature	113 °F (45 °C)
	· Operating pH Range	3.0–10.0
	· CIP pH Range	2.0–11.0
	· Max. Turbidity	1.0 NTU
	· Max. SDI (15 min)	5.0
	· Max. Chlorine Concentration	< 0.1 mg/L

<b>Design Guidelines for Various Water Sources</b>	· Wastewater Conventional (SDI < 5)	8–12 gfd
	· Wastewater Pretreated by UF/MF (SDI < 3)	10–14 gfd
	· Seawater, Open Intake (SDI < 5)	7–10 gfd
	· Seawater, Beach Well (SDI < 3)	8–12 gfd
	· Surface Water (SDI < 5)	12–16 gfd
	· Surface Water (SDI < 3)	13–17 gfd
	· Well water (SDI < 3)	13–17 gfd
	· RO permeate (SDI < 1)	21–30 gfd

<b>Saturation Limits (Using Antiscalants)<sup>†</sup></b>	· Langelier Saturation Index (LSI)	<+1.5
	· Stiff and Davis Saturation Index (SDSI)	<+0.5
	· CaSO <sub>4</sub>	230% saturation
	· SrSO <sub>4</sub>	800% saturation
	· BaSO <sub>4</sub>	6,000% saturation
	· SiO <sub>2</sub>	100% saturation

<sup>†</sup>The above saturation limits are typically accepted by proprietary antiscalant manufacturers. It is the user's responsibility to ensure proper chemical(s) and concentration are dosed ahead of the membrane system to prevent scale formation anywhere within the membrane system. Membrane elements fouled or damaged due to scale formation are not covered by the limited warranty.

## GENERAL HANDLING PROCEDURES

- Elements contained in the boxes must be kept dry at room temperature (7–32°C; 40–95°F) and should not be stored in direct sunlight.
- Permeate from the first hour of operation should be discarded to flush out the preservative solution.
- Used elements should be immersed in a preservative solution during storage, shipping and system shutdowns to prevent biological growth and freezing. The standard storage solution contains 1% by weight sodium bisulfite or sodium metabisulfite (food grade). For short term storage (i.e. one week or less) 1% by weight sodium metabisulfite solution is adequate for preventing biological growth.
- Keep elements moist at all times after initial wetting.
- Avoid excessive pressure and flow spikes.
- Only use chemicals compatible with the membrane elements and components. Use of such chemicals may void the element limited warranty.
- Permeate pressure must always be equal or less than the feed/concentrate pressure. Damage caused by permeate back pressure voids the element limited warranty.

## Toray Advanced Materials Korea Inc.

For more information on our products, company and regional contacts, please visit our website at [www.csmfilter.com](http://www.csmfilter.com).

Product Specification Sheet / Model NE8040-90

Page 2 of 2

Rev.1.0 March 2020

## ANEXO 3. MEMBRANA DE ÓSMOSIS INVERSA

For Sales & Service - (855) 787-4200  
info@complete-water.com



### RE8040-SHF400

High productivity RO element for seawater and high salinity well water



#### SPECIFICATIONS:

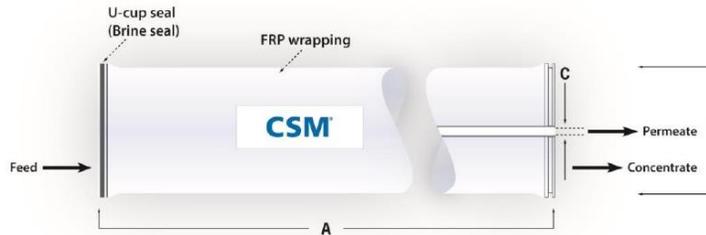
<b>General Features</b>	<b>Permeate flow rate:</b>	9,000 GPD (34.1 m <sup>3</sup> /day)
	<b>Nominal salt rejection:</b>	99.7%
	<b>Effective membrane area:</b>	400 ft <sup>2</sup> (37.2 m <sup>2</sup> )

1. The stated product performance is based on data taken after 30 minutes of operation at the following test conditions:
  - 32,000 mg/L NaCl solution at 800 psig (5.5 MPa) applied pressure
  - 8% recovery
  - 77 °F (25 °C)
  - pH 6.5–7.0
2. Minimum salt rejection is 99.5%.
3. Permeate flow rate for each element may vary +15 / -15%.
4. All elements are vacuum sealed in a polyethylene bag containing 1.0% SBS (sodium bisulfite) solution and individually packaged in a cardboard box..

<b>Membrane type:</b>	Thin-Film Composite
<b>Membrane material:</b>	Polyamide (PA)
<b>Element configuration:</b>	Spiral-Wound, FRPWwrapping

#### Dimensions and Weight

Model Name	A	B	C	Weight	Part Number	
					Inter-connector	Brine Seal
<b>RE8040-SHF400</b>	40.0 inch (1,016 mm)	7.9 inch (200 mm)	1.12 inch (28.5 mm)	15 kg	SWA01049	SWA01043



1. Each membrane element supplied with one brine seal, one interconnector (coupler) and four o-rings.
2. All RE8040 elements fit nominal 8.0 inch (203.2 mm) I.D. pressure vessels.

The information provided in this document is solely for informative purposes. It is the user's responsibility to ensure the appropriate usage of this product. Toray Advanced Materials Korea Inc. assumes no obligation, liability or damages incurred for the misuse of the product or for the information provided in this document. This document does not express or imply any warranty as to the merchantability or fitness of the product.

Rev4.0 March 2019

# RE8040-SHF

High productivity RO element for seawater and high salinity well water

## APPLICATION DATA:

Operating Limits		
	· Max. Pressure Drop / Element	15 psi (0.1 MPa)
	· Max. Pressure Drop / 240" Vessel	60 psi (0.41 MPa)
	· Max. Operating Pressure	1,200 psi (8.27 MPa)
	· Max. Feed Flow Rate	75 gpm (17.0 m <sup>3</sup> /hr)
	· Min. Concentrate Flow Rate	16 gpm (3.6 m <sup>3</sup> /hr)
	· Max. Operating Temperature	113 °F (45 °C)
	· Operating pH Range	2.0–11.0
	· CIP pH Range	1.0–13.0
	· Max. Turbidity	1.0 NTU
	· Max. SDI (15 min)	5.0
	· Max. Chlorine Concentration	< 0.05 mg/L

Design Guidelines for Various Water Sources		
	· Wastewater Conventional (SDI < 5)	8–12 gfd
	· Wastewater Pretreated by UF/MF (SDI < 3)	10–14 gfd
	· Seawater, Open Intake (SDI < 5)	7–10 gfd
	· Seawater, Beach Well (SDI < 3)	8–12 gfd
	· Surface Water (SDI < 5)	12–16 gfd
	· Surface Water (SDI < 3)	13–17 gfd
	· Well water (SDI < 3)	13–17 gfd
	· RO permeate (SDI < 1)	21–30 gfd

Saturation Limits (Using Antiscalants) <sup>†</sup>		
	· Langelier Saturation Index (LSI)	<+1.5
	· Stiff and Davis Saturation Index (SDSI)	<+0.5
	· CaSO <sub>4</sub>	230% saturation
	· SrSO <sub>4</sub>	800% saturation
	· BaSO <sub>4</sub>	6,000% saturation
	· SiO <sub>2</sub>	100% saturation

<sup>†</sup>The above saturation limits are typically accepted by proprietary antiscalant manufacturers. It is the user's responsibility to ensure proper chemical(s) and concentration are dosed ahead of the membrane system to prevent scale formation anywhere within the membrane system. Membrane elements fouled or damaged due to scale formation are not covered by the limited warranty.

## GENERAL HANDLING PROCEDURES

- Elements contained in the boxes must be kept dry at room temperature (7–32°C; 40–95°F) and should not be stored in direct sunlight. If the polyethylene bag is damaged, a new preservative solution (sodium bisulfite) must be added and air-tight sealed to prevent drying and biological growth.
- Permeate from the first hour of operation should be discarded to flush out the preservative solution.
- Elements should be immersed in a preservative solution during storage, shipping and system shutdowns to prevent biological growth and freezing. The standard storage solution contains 1% by weight sodium bisulfite or sodium metabisulfite (food grade). For short term storage (i.e. one week or less) 1% by weight sodium metabisulfite solution is adequate for preventing biological growth.
- Keep elements moist at all times after initial wetting.
- Avoid excessive pressure and flow spikes.
- Only use chemicals compatible with the membrane elements and components. Use of such chemicals may void the element limited warranty.
- Permeate pressure must always be equal or less than the feed/concentrate pressure. Damage caused by permeate back pressure voids the element limited warranty.

Rev.4.0 March 2019

## ANEXO 4. REPORTE DE RESULTADOS SIMULACIÓN

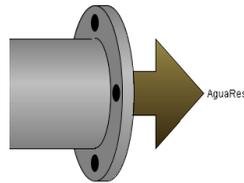
### Agua de Retorno

Variable	Unit	Value
[AguaRes] dissolved dinitrogen gas	gN/m3	19.3
[AguaRes] dissolved H2S gas	gS/m3	0.31
[AguaRes] soluble inert material	gCOD/m3	9180.0
[AguaRes] short-chain aliphatic compounds	gCOD/m3	40.0
[AguaRes] long-chain aliphatic compounds	gCOD/m3	42.0
[AguaRes] mono-cyclic aromatic compounds	gCOD/m3	3000.0
[AguaRes] poly-cyclic aromatic compounds	gCOD/m3	1300.0
[AguaRes] phenolic compounds	gCOD/m3	60.0
[AguaRes] dispersed oil	gCOD/m3	84.0
[AguaRes] other soluble industrial compound 1	gCOD/m3	1600.0
[AguaRes] other soluble industrial compound 2	gCOD/m3	19.0
[AguaRes] other soluble industrial compound 3	gCOD/m3	33.0
[AguaRes] nitrógeno del amoníaco	gN/m3	24.7
[AguaRes] nitrato	gN/m3	5.2
[AguaRes] nitrogen in slowly biodegradable substrate	gN/m3	0.055
[AguaRes] ortho-phosphate	gP/m3	0.63
[AguaRes] total soluble inorganic carbon	gC/m3	599.0
[AguaRes] sulfate	gP/m3	163.0
[AguaRes] total soluble calcium	gCa/m3	1270.0
[AguaRes] total soluble magnesium	gMg/m3	111.0
[AguaRes] total soluble potassium	gK/m3	192.0
[AguaRes] other cation	eq/m3	615.656
[AguaRes] other anion	eq/m3	546.63
[AguaRes] inorganic inert particulate	gSS/m3	840.0
[AguaRes] flujo influente	m3/d	795.0

## API

Variable	Unit	Value
[AguaAPI] volumen máximo	m3	795.0
[AguaAPI] maximum water height	m	1.0
[AguaAPI] length of API unit	m	11.0
[LodoAPI] pump flow rate for sludge	m3/d	1.0
[Aceite] pump flow rate for oil	m3/d	1.0
[AguaAPI] solids removal efficiency	-	0.2
[AguaAPI] estimate oil removal efficiency		Encendido
[AguaAPI] fixed oil removal efficiency	-	0.6
[AguaAPI] density of oil	mg/L	951000

Variable	Unit	Value
temperatura del líquido	C	22.0

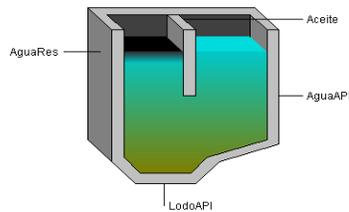


## Simulation Results

		AguaRes
<b>Flujo</b>	m3/d	795.0
<b>SST</b>	mg/L	840.1
<b>VSS</b>	mg/L	504
<b>cBOD5</b>	mg/L	4430
<b>DQO</b>	mg/L	15360
<b>Soluble COD</b>	mg/L	15360
<b>Ammonia N</b>	mgN/L	24.7
<b>NKT</b>	mgN/L	24.76
<b>TN</b>	mgN/L	29.96
<b>Soluble PO4-P</b>	mgP/L	0.63

		AguaRes
<b>TP</b>	mgP/L	0.63
<b>Total Alkalinity</b>	mgCaCO3/L	2024
<b>pH</b>	-	7.0

### API



### Simulation Results

		AguaRes	AguaAPI
<b>Flujo</b>	m3/d	795.0	793.0
<b>SST</b>	mg/L	840.1	672.1
<b>VSS</b>	mg/L	504	336
<b>cBOD5</b>	mg/L	4430	4369
<b>DQO</b>	mg/L	15360	15270
<b>Ammonia N</b>	mgN/L	24.7	24.7
<b>NKT</b>	mgN/L	24.76	24.74
<b>TP</b>	mgP/L	0.63	0.63
<b>Total Alkalinity</b>	mgCaCO3/L	2024	2024
<b>pH</b>	-	7.0	7.0

Variable	Unit	Value
<b>[AguaAPI] DQO total</b>	gCOD/m3	15270.0
<b>[AguaAPI] NTK total</b>	gN/m3	24.74
<b>[AguaAPI] fósforo total</b>	gP/m3	0.63
<b>[AguaAPI] nitrógeno del amoníaco</b>	gN/m3	24.7
<b>[AguaAPI] nitrato</b>	gN/m3	5.2
<b>[AguaAPI] ortho-phosphate</b>	gP/m3	0.63
<b>[AguaAPI] proporción SSV / SST</b>	gVSS/gTSS	0.5

Variable	Unit	Value
[AguaAPI] readily biodegradable fraction of total COD	-	0.367
[AguaAPI] fracción del amonio en el NKT soluble	-	1.0
[AguaAPI] N content of inert particulate material	gN/gCOD	0.34
[AguaAPI] P content of inert particulate material	gP/gCOD	0.0
[AguaAPI] Total Alkalinity	gCaCO3/m3	2024.0
[AguaAPI] total calcium	gCa/m3	1270.0
[AguaAPI] total magnesium	gMg/m3	111.0
[AguaAPI] total potassium	gK/m3	192.0
[AguaAPI] other cation	eq/m3	615.66
[AguaAPI] other anion	eq/m3	546.63
[AguaAPI] dissolved dinitrogen gas	gN/m3	19.3
[AguaAPI] flujo influente	m3/d	793.0

#### Ozonización

Variable	Unit	Value
[AguaOzo] oxidant dose	mg/L	33844.8
[AguaOzo] oxidant effectiveness factor	-	0.5

#### Electrocoagulación

Variable	Unit	Value
[23] fraction of influent flow	-	0.05
[23] removal efficiency of particulate inert material	-	0.9
[23] removal efficiency of unbiodegradable cell products	-	0.9
[23] removal efficiency of slowly biodegradable substrate	-	0.8
[23] removal efficiency of nitrogen in slowly biodegradable substrate	-	0.8
[23] removal efficiency of phosphorus in slowly biodegradable substrate	-	0.8
[23] removal efficiency of heterotrophic biomass	-	0.5
[23] removal efficiency of fermenting biomass	-	0.5

Variable	Unit	Value
[23] removal efficiency of nitrite oxidizer biomass	-	0.5
[23] removal efficiency of phosphate accumulating biomass	-	0.5
[23] removal efficiency of poly-hydroxy alkanooates in PAO	-	0.5
[23] removal efficiency of poly-phosphate in PAO	-	0.5
[23] removal efficiency of acetogenic biomass	-	0.5
[23] removal efficiency of acetoclastic methanogenic biomass	-	0.5
[23] removal efficiency of hydrogenotrophic methanogenic biomass	-	0.5
[23] removal efficiency of methylotrophic biomass	-	0.5
[23] removal efficiency of anammox biomass	-	0.5
[23] removal efficiency of inorganic inert particulate	-	0.9
[23] removal efficiency of aluminum hydroxide	-	0.9
[23] removal efficiency of aluminum phosphate	-	0.9
[23] removal efficiency of iron hydroxide	-	0.9
[23] removal efficiency of iron phosphate	-	0.9
[23] removal efficiency of calcium carbonate	-	0.9
[23] removal efficiency of calcium phosphate	-	0.9
[23] removal efficiency of magnesium carbonate	-	0.9
[23] removal efficiency of magnesium hydrogen phosphate (newberyite)	-	0.9
[23] removal efficiency of magnesium ammonium phosphate (struvite)	-	0.9

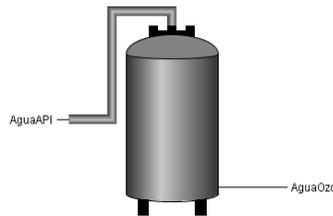
### Nanofiltración

Variable	Unit	Value
[LodoFil] flujo bombeado	m <sup>3</sup> /d	5.0
[AguaFil] removal efficiency (concentration basis)	%	0.95

## Ósmosis Inversa

Variable	Unit	Value
[Permeado] number of vessels	unit	2.0
[Permeado] number of elements per vessel	element/unit	7.0
[Permeado] membrane area per element	m2/element	37.2
[Permeado] feed pressure	bar	82.32
[Permeado] permeate pressure	bar	0.0
[Permeado] brine pressure	bar	80.21
[Permeado] water recovery	-	0.65
[Permeado] standard flux at 25oC	L/m2/h	38.74
[Permeado] standard net driving pressure	psi	600.0
[Permeado] removal of non-ionic compound	-	0.95

## Ozonización



## Simulation Parameters

		AguaOzo
<b>Oxidant Dose</b>	mg/L	33840
<b>Oxidant Effectiveness Factor</b>	-	0.5

## Simulation Results

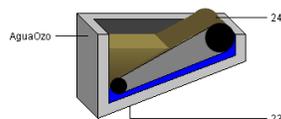
		AguaAPI	AguaOzo
<b>Flujo</b>	m3/d	793.0	793.0
<b>SST</b>	mg/L	672.0	672.0
<b>VSS</b>	mg/L	336.0	336.0
<b>cBOD5</b>	mg/L	4369	390.9
<b>DQO</b>	mg/L	15270	751.3

		AguaAPI	AguaOzo
<b>Nitrite N</b>	mgN/L	0.0	0.0
<b>Nitrate N</b>	mgN/L	5.2	5.2
<b>NKT</b>	mgN/L	24.74	24.74
<b>TN</b>	mgN/L	29.94	29.94
<b>Soluble PO4-P</b>	mgP/L	0.63	0.63
<b>TP</b>	mgP/L	0.63	0.63
<b>Total Alkalinity</b>	mgCaCO3/L	406.8	406.8
<b>pH</b>	-	7.0	7.0
<b>DO</b>	mgO2/L	0.0	0.0

#### Operational Variables

		AguaOzo
<b>Chemical Consumption</b>	kg/d	26840

#### Electrocoagulación



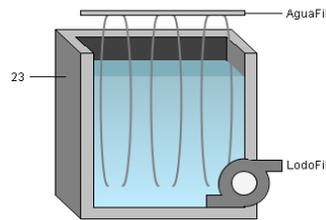
#### Simulation Results

		AguaOzo	23	24
<b>Flujo</b>	m3/d	793.0	753.4	39.65
<b>SST</b>	mg/L	672.0	100.8	11520
<b>DQO</b>	mg/L	751.3	267.6	9943
<b>Ammonia N</b>	mgN/L	24.7	24.7	24.7
<b>Soluble PO4-P</b>	mgP/L	0.63	0.63	0.63
<b>TP</b>	mgP/L	0.63	0.63	0.63
<b>Total Alkalinity</b>	mgCaCO3/L	406.8	406.8	406.8
<b>pH</b>	-	7.0	7.0	7.0

## Operational Variables

		23	24
<b>Solids Capture - Mass Basis</b>	%	85.75	-
<b>Cake Mass Flow</b>	kg/d	-	456.9

## Nanofiltración



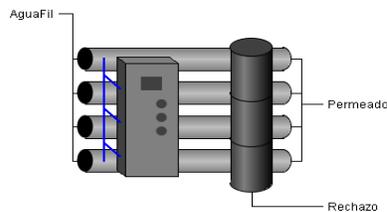
## Simulation Results

		23	AguaFil	LodoFil
<b>Flujo</b>	m3/d	753.4	748.4	5.0
<b>SST</b>	mg/L	100.8	5.04	244.1
<b>VSS</b>	mg/L	67.2	3.36	162.7
<b>cBOD5</b>	mg/L	110.3	43.69	210.1
<b>DQO</b>	mg/L	267.6	152.7	439.5
<b>Ammonia N</b>	mgN/L	24.7	24.7	24.7
<b>Nitrite N</b>	mgN/L	0.0	0.0	0.0
<b>Nitrate N</b>	mgN/L	5.2	5.2	5.2
<b>NKT</b>	mgN/L	24.71	24.7	24.72
<b>TN</b>	mgN/L	29.91	29.9	29.92
<b>Soluble PO4-P</b>	mgP/L	0.63	0.63	0.63
<b>TP</b>	mgP/L	0.63	0.63	0.63
<b>Total Alkalinity</b>	mgCaCO3/L	406.8	406.8	406.8
<b>pH</b>	-	7.0	7.0	7.0
<b>DO</b>	mgO2/L	0.0	0.0	0.0

### Operational Variables

		AguaFil	LodoFil
<b>TSS Rem. Eff.</b>	%	95	-
<b>cBOD5 Rem. Eff.</b>	%	0.604	-
<b>TN Rem. Eff.</b>	%	0.0002541	-
<b>TP Rem. Eff.</b>	%	0.0	-
<b>Concentrate Flow</b>	m3/d	-	5.0
<b>Concentrate Solids</b>	mg/L	-	244.1
<b>Sludge Production</b>	kg/d	-	1.221

### Ósmosis Inversa



### Simulation Parameters

		Permeado
<b>Number of Vessels</b>	-	2.0
<b>Number of Elements per Vessel</b>	-	7.0
<b>Membrane Area per Element</b>	m2/element	37.2

### Simulation Results

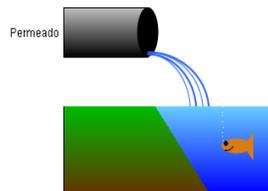
		Feed	Filtrate	Brine
<b>Flujo</b>	m3/d	748.4	486.4	261.9
<b>SST</b>	mg/L	5.04	0.0	14.4
<b>VSS</b>	mg/L	3.36	0.0	9.6
<b>cBOD5</b>	mg/L	43.69	20.09	87.51
<b>DQO</b>	mg/L	152.7	73.33	300.1
<b>Ammonia N</b>	mgN/L	24.7	1.342	68.08

		Feed	Filtrate	Brine
<b>Nitrite N</b>	mgN/L	0.0	0.0	0.0
<b>Nitrate N</b>	mgN/L	5.2	0.26	14.37
<b>NKT</b>	mgN/L	24.71	1.342	68.08
<b>TN</b>	mgN/L	29.9	1.602	82.45
<b>Soluble PO4-P</b>	mgP/L	0.63	0.0315	1.741
<b>TP</b>	mgP/L	0.63	0.0315	1.741
<b>p Alkalinity</b>	mgCaCO3/L	0.2194	0.05055	0.5331
<b>Total Alkalinity</b>	mgCaCO3/L	406.8	20.34	1124
<b>pH</b>	-	7.0	7.0	7.0

#### Operational Variables

		Permeado
<b>Recovery</b>	%	65.0
<b>Membrane Area</b>	m <sup>2</sup>	520.8
<b>Flux</b>	L/m <sup>2</sup> /h	38.92
<b>Standarized Flux</b>	L/m <sup>2</sup> /h	9.511
<b>Net Driving Pressure (Arithmetic Mean)</b>	kPa	18500
<b>Tempertaure Correction Factor</b>	-	1.093

#### Descarga



### Simulation Results

Permeado		
<b>Flujo</b>	m <sup>3</sup> /d	486.4
<b>SST</b>	mg/L	0.0
<b>VSS</b>	mg/L	0.0
<b>cBOD5</b>	mg/L	20.09
<b>DQO</b>	mg/L	73.33
<b>Ammonia N</b>	mgN/L	1.342
<b>Nitrite N</b>	mgN/L	0.0
<b>Nitrate N</b>	mgN/L	0.26
<b>NKT</b>	mgN/L	1.342
<b>TN</b>	mgN/L	1.602
<b>Soluble PO4-P</b>	mgP/L	0.0315
<b>TP</b>	mgP/L	0.0315
<b>Total Alkalinity</b>	mgCaCO <sub>3</sub> /L	20.34
<b>pH</b>	-	7.0
<b>DO</b>	mgO <sub>2</sub> /L	0.0