

ANÁLISIS DE FLUIDOS DE RETORNO DE OPERACIONES EN YACIMIENTOS
NO CONVENCIONALES (ROCA GENERADORA) Y ALTERNATIVAS DE
TRATAMIENTO PARA SU REÚSO O DISPOSICIÓN.

LIZETH DANIELA ARENALES VILLAMIZAR
THOMAS ALFONSO CADENA SOLANO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2019

ANÁLISIS DE FLUIDOS DE RETORNO DE OPERACIONES EN YACIMIENTOS
NO CONVENCIONALES (ROCA GENERADORA) Y ALTERNATIVAS DE
TRATAMIENTO PARA SU REÚSO O DISPOSICIÓN.

LIZETH DANIELA ARENALES VILLAMIZAR
THOMAS ALFONSO CADENA SOLANO

Trabajo de grado para optar el título de ingeniero de petróleos

DIRECTOR
HARVING DÍAZ CONSUEGRA
Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2019

DEDICATORIA

A Dios.

Por darme sabiduría, salud, vida, bendecirnos y ser nuestro proveedor para hacer posible este sueño.

A mi familia.

Por el apoyo incondicional, por la confianza y el amor que ha sido constante; a mi madre por ser una guerrera que jamás se cansó de luchar por mis sueños y siempre querer lo mejor para mí, por cada uno de sus sacrificios para hacer realidad este sueño, *Te amo mami.*

Lizeth Daniela Arenales Villamizar.

A Dios por ser mi guía, por regalarme la vida, la salud, la sabiduría, por regalarme unos padres y hermanos incondicionales, a él todo le debo.

A mis padres, Yolima y Tomás, por su apoyo incondicional en todo momento, por siempre estar impulsándome a seguir adelante y luchar por mis sueños, y por forjarme a ser la persona que soy hoy en día.

A mis hermanos, Andrés y Mariana, por ser siempre motivo de alegría y felicidad.

A mis abuelos, Samuel, Tomás (QEPD), Petra, Evangelina (QEPD), por sus valiosos consejos de vida y por animarme a nunca desistir con sus sabias palabras.

A mis demás familiares, especialmente mis tíos Fabio y Hugues que siempre han creído en mí y siempre me han apoyado.

Thomas Alfonso Cadena Solano.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, y a la vida por permitirnos alcanzar este sueño tan anhelado.

A la Universidad Industrial de Santander por permitirnos ser parte de ella, y abrirnos las puertas para poder estudiar y acercarnos a la consecución de nuestras metas. Así mismo darle las gracias a nuestros maestros por el esfuerzo y esmero que hacen por educarnos y formarnos como unos profesionales competentes e integrales.

A nuestro director, el ingeniero Harving Díaz Consuegra, por brindarnos la oportunidad de desarrollar nuestro proyecto de investigación, por su disposición y colaboración, que ha hecho posible la finalización de este proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	15
1. OBJETIVOS.....	16
1.1. OBJETIVO GENERAL	16
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	16
2. GENERALIDADES	17
2.1. HIDROCARBURO.....	17
2.2. YACIMIENTO.....	17
2.2.1. Gas metano de carbón (CBM).	19
2.2.2. Hidratos de gas (gas hydrates):	19
2.2.3. Yacimientos fracturados:.	19
2.2.4. Gas de arenas compactas (tight gas):.	19
2.2.5. Gas o petróleo de lutitas (shale gas-shale oil):.	19
3. METODOLOGÍA DE TRABAJO.....	20
3.1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA DE CASOS DE PROYECTOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.....	21
3.2. REALIZAR UN FILTRO CON CASOS DE PROYECTOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EXCLUSIVAMENTE DE REGIONES DE EE.UU. 21	
3.3. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA DE REGLAMENTACIÓN COLOMBIANA PARA EL USO DEL AGUA Y SU DISPOSICIÓN EN ACTIVIDADES DE LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS.	22
3.4. DETERMINAR LAS POSIBILIDADES DE REÚSO O DISPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE RETORNO EN LAS OPERACIONES DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.	22
4. CARACTERÍSTICAS FÍSICOQUÍMICAS DE LOS FLUIDOS DE RETORNO DE FORMACIONES DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.	23

4.1.	FORMACIÓN MARCELLUS	23
4.1.1.	Caracterización del fluido de retorno de la formación marcellus...	24
4.2.	FORMACIÓN BAKKEN	25
4.2.1.	Caracterización del fluido de retorno de la formación Bakken:	27
4.3.	FORMACIÓN EAGLE FORD.	29
4.4.	FORMACIÓN BARNETT	32
5.	PARÁMETROS DEL AGUA BASE PARA LA PREPARACIÓN DEL FLUIDO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.	43
5.1.	FUENTES DE AGUA PARA LA PREPARACIÓN DEL FLUIDO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	45
5.2.	FLUIDOS DE FRACTURA Y SUS COMPONENTES	46
6.	FLUIDO DE RETORNO COMO ALTERNATIVA DE FUENTE DE AGUA PARA LA ELABORACIÓN DEL FLUIDO DE FRACTURAMIENTO.....	52
6.1.	ALTERNATIVAS PARA EL TRATAMIENTO DE LOS FLUIDOS DE RETORNO PARA SU REÚSO O DISPOSICIÓN FINAL.....	52
6.2.	TÉCNICAS DE GESTIÓN DE AGUAS RESIDUALES.....	52
6.2.1.	Eliminación de aguas residuales de las operaciones de yacimientos no convencionales	55
6.2.1.1.	Inyección subterránea:	55
6.2.1.2.	Disposición sobre el suelo.	57
6.2.1.3.	Eliminación de aguas residuales que contienen normes las mismas.....	57
6.2.1.4.	Reúso:	58
6.3.	TRATAMIENTO DEL FLUIDO DE RETORNO PARA LA REUTILIZACIÓN EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	58
6.3.1.	Variables de interés para la reutilización de los fluidos de retorno.	59
6.3.1.1.	Concentraciones máximas de componentes necesarias para la reutilización del fluido de retorno.	61

6.3.2.	Tecnologías de tratamiento del fluido de retorno	61
6.3.2.1.	Tratamientos básicos.....	63
6.3.2.2.	Tratamientos avanzados:.....	69
6.3.2.3.	Otras tecnologías.....	75
7.	REGLAMENTACIÓN COLOMBIANA PARA VERTIMIENTOS A DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	92
8.	CONCLUSIONES	94
9.	RECOMENDACIONES.....	97
10.	BIBLIOGRAFÍA	98

LISTA DE TABLAS

Pag.

Tabla 1: Algunas características distintivas de los yacimientos convencionales y no convencionales.	17
Tabla 2: Propiedades de los yacimientos en roca generadora de la formación Marcellus.	24
Tabla 3: Composición fisicoquímica del fluido de retorno de Marcellus.	24
Tabla 4: Propiedades de los yacimientos en roca generadora de la formación Bakken.	26
Tabla 5: Composición fisicoquímica del fluido de retorno de la formación Bakken.	28
Tabla 6: Propiedades de los yacimientos en roca generadora de la formación Eagle Ford.	30
Tabla 7: Composición físico químico del fluido de retorno de la formación Eagle Ford.	30
Tabla 8: Propiedades de los yacimientos en roca generadora de la formación Barnett.	32
Tabla 9: Composición fisicoquímica del fluido de retorno de la formación Barnett.	32
Tabla 10: Comparación de parámetros fisicoquímicos del fluido de retorno de las diferentes formaciones analizadas.	34
Tabla 11: Volumen de agua utilizada por pozo de las diferentes formaciones analizadas.	40
Tabla 12: Datos de calidad del agua para el fluido de fractura y el flujo de retorno para un evento de fracturamiento hidráulico.	41
Tabla 13: Lineamientos generales de la calidad del agua base para preparar un fluido de fractura estándar.	44
Tabla 14: Químicos comúnmente usados en la elaboración del fluido de fracturamiento.	48
Tabla 15: Parámetros de interés para la reutilización del flowback como líquido fracturante y cuestiones relacionadas.	59
Tabla 16: Se muestra un resumen del tratamiento actual del agua más comúnmente utilizado en los yacimientos no convencionales de los Estados Unidos.	62
Tabla 17: Apéndice I Niveles de dispensa genéricos para desechos sólidos.	92

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Diagrama de la metodología a seguir para lograr el alcance.....	21
Figura 2: Flujo de retorno acumulativo de aceite y agua para un evento típico de fracturamiento hidráulico.....	27
Figura 3: Sólidos totales disueltos presentes en el fluido de retorno de las diferentes formaciones analizadas.	36
Figura 4: Concentración de Sólidos suspendidos totales (TSS) en las diferentes formaciones analizadas.	36
Figura 5: Concentración de cloruros en las diferentes formaciones analizadas.	37
Figura 6: Concentración del magnesio (Mg) en las diferentes formaciones analizadas.....	38
Figura 7: Concentración de calcio (Ca) en el fluido de retorno de las formaciones analizadas.....	38
Figura 8: Concentración de Hierro (Fe) en las formaciones analizadas.	39
Figura 9: Métodos generales de manejo de aguas residuales de perforación.	53
Figura 10: Métodos generales de gestión del agua producida.	54
Figura 11: Simplificación del proceso de agua producida.	56
Figura 12: Esquema general del proceso de recuperación de aguas residuales para su reutilización en operaciones de fracturación hidráulica.....	62
Figura 13: Unidad de flotación.	66
Figura 14: Filtración sin salida y filtración de flujo cruzado.	69
Figura 15: Ilustración generalizada de los principios de la DM.	72
Figura 16: Diagrama esquemático de una pila de electrodiálisis.	74
Figura 17: Resumen de tecnologías de tratamiento del flujo de retorno.....	81
Figura 18: Tratamiento de sólidos totales disueltos en fluidos de retorno de las formaciones Marcellus y Bakken empleando ósmosis inversa y electrodiálisis.	85
Figura 19: Tratamiento de sólidos suspendidos totales en fluidos de retorno de las formaciones analizadas empleando coagulación y flotación.	86
Figura 20: Tratamiento de Cloruros (Cl) en fluidos de retorno de las formaciones analizadas empleando ósmosis directa e inversa.....	87
Figura 21: Tratamiento de Magnesio (Mg) en fluidos de retorno de las formaciones analizadas empleando ósmosis inversa y electrodiálisis.	88
Figura 22: Tratamiento de Calcio (Ca) en fluidos de retorno de las formaciones analizadas empleando ósmosis inversa y electrodiálisis.	89
Figura 23: Tratamiento del Hierro (Fe) en fluidos de retorno de las formaciones analizadas empleando sedimentación e intercambio iónico.	90

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DE FLUIDOS DE RETORNO DE OPERACIONES EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (ROCA GENERADORA) Y ALTERNATIVAS DE TRATAMIENTO PARA SU REÚSO O DISPOSICIÓN*

AUTORES: LIZETH DANIELA ARENALES VILLAMIZAR**
THOMAS ALFONSO CADENA SOLANO

PALABRAS CLAVES: YACIMIENTOS CONVENCIONALES, YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES, FLUIDO DE RETORNO, CARACTERÍSTICAS FISICOQUÍMICAS, AGUA FRESCA, FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

DESCRIPCIÓN: Los recursos de hidrocarburos provenientes de yacimientos convencionales se agotan a un ritmo acelerado, el crecimiento poblacional ha conllevado a que la demanda energética aumente, logrando hacer cada vez más difícil el abastecimiento de la misma. La industria ha encontrado en el desarrollo de los yacimientos no convencionales (roca generadora) la solución para incrementar las reservas y así satisfacer las necesidades energéticas, lo que hace necesario el estudio y conocimiento de este tipo de yacimientos para poder desarrollarlos de manera técnica y ambientalmente sostenible.

El presente trabajo de grado se enfatiza en realizar un análisis de las características fisicoquímicas del fluido de retorno proveniente de las operaciones de yacimientos no convencionales en las formaciones Marcellus, Bakken, Eagle Ford y Barnett. Partiendo de los requerimientos de calidad del agua base para la preparación de fluido de fracturamiento se describen diferentes tecnologías para el tratamiento del fluido de retorno de dichas formaciones, con el fin de determinar si es posible reutilizarlos en futuras operaciones de fracturamiento hidráulico, o en su defecto gestionar la adecuada disposición de dichos fluidos, y con esto poder conseguir la disminución de los volúmenes de agua fresca necesarios para la elaboración de un nuevo fluido de fracturamiento hidráulico.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Harving Díaz Consuegra, Ingeniero de petróleos.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF RETURN FLUIDS FROM OPERATIONS IN UNCONVENTIONAL RESERVOIRS (GENERATING ROCK) AND TREATMENT ALTERNATIVES FOR REUSE OR DISPOSAL.*

AUTHORS: LIZETH DANIELA ARENALES VILLAMIZAR**
THOMAS ALFONSO CADENA SOLANO

KEYWORDS: CONVENTIONAL RESERVOIRS, UNCONVENTIONAL RESERVOIRS, RETURN FLUID, PHYSICOCHEMICAL CHARACTERISTICS, FRESH WATER, HYDRAULIC FRACTURING.

DESCRIPTION: The resources of hydrocarbons coming from conventional reservoirs are exhausted at an accelerated rate, the population growth has led to an increase in energy demand, making it increasingly difficult to supply it. The industry has found in the development of non-conventional reservoirs (generating rock) the solution to increase reserves and thus meet energy needs, which makes it necessary to study and knowledge of this type of deposits in order to develop them in a technically and environmentally sustainable manner.

This grade work emphasizes an analysis of the physicochemical characteristics of the return fluid from unconventional reservoir operations in Marcellus, Bakken, Eagle Ford and Barnett formations. Starting from the quality requirements of the base water for the preparation of fracture fluid, different technologies are described for the treatment of the return fluid of these formations, in order to determine whether it is possible to reuse them in future hydraulic fracture operations, or failing that, to manage the adequate disposition of these fluids, and with this to be able to achieve the reduction of the volumes of fresh water necessary for the elaboration of a new hydraulic fracture fluid.

* Degree work.

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Harving Díaz Consuegra, Petroleum Engineer.

INTRODUCCIÓN

El petróleo y gas constituyen unos de los recursos más importantes a nivel mundial, se encuentran en el subsuelo y su recuperación es de vital importancia para el sustento energético de la población mundial. Con el paso de los años, las reservas de petróleo y gas de los que se conocen como yacimientos convencionales han venido en constante disminución, razón por la cual la industria petrolera ha enfocado su mirada hacia recursos que anteriormente eran ignorados, como es el caso de los yacimientos en roca generadora. Estos yacimientos crean una nueva perspectiva que plantea la oportunidad del autoabastecimiento energético, especialmente para aquellos países cuyas reservas de petróleo y gas son limitadas.¹

Los yacimientos no convencionales en roca generadora debido a sus características geológicas particulares, hacen que el fracturamiento hidráulico sea una técnica imprescindible para su desarrollo de una manera económicamente rentable. Por ende, es importante conocer las propiedades de las formaciones geológicas donde se vaya a implementar el fracturamiento hidráulico, como también tener conocimiento de las características fisicoquímicas del fluido de fracturamiento a emplear, puesto que este último varía de acuerdo a la formación geológica y el tipo de fluido a explotar.

¹ ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE INGENIEROS DE PETRÓLEOS. Desarrollo de un fluido de fractura base Guar- Boro compatible con aguas de producción y retorno post- fractura. Bogotá D.C.p.2.

1. OBJETIVOS

1.1. OBJETIVO GENERAL

Analizar fluidos de retorno en operaciones de fracturamiento de yacimientos no convencionales (roca generadora) y alternativas de tratamiento para su reúso o disposición final.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar un análisis de las características fisicoquímicas de los fluidos de retorno del fracturamiento de formaciones de yacimientos no convencionales (yacimientos de roca generadora) en Estados Unidos de los últimos diez años.
- Identificar los parámetros o criterios de calidad del agua base para la preparación de fluidos de fracturamiento hidráulico.
- Evaluar las alternativas para el tratamiento de los fluidos de retorno para su reúso en operaciones de fracturamiento o su disposición final.

2. GENERALIDADES

2.1. HIDROCARBURO

Los hidrocarburos son compuestos orgánicos formados por cadenas de carbono e hidrógeno originados en el subsuelo terrestre por transformación química de la materia orgánica depositada con rocas sedimentarias de grano fino en el pasado geológico.²

2.2. YACIMIENTO

Un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas yacimiento más comunes porque poseen más porosidad que la mayoría de las rocas ígneas o metamórficas y se forman bajo condiciones de temperatura en las cuales los hidrocarburos pueden ser preservados.³

Tabla 1: Algunas características distintivas de los yacimientos convencionales y no convencionales.

YACIMIENTOS CONVENCIONALES	YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (TIPO SHALE)
Existencia de una roca reservorio porosa y permeable para la acumulación de hidrocarburos.	Existencia de una roca reservorio de muy baja porosidad y permeabilidad.

² CABANILLAS, Luis, *et al.* Hidrocarburos convencionales y no convencionales. Argentina.: Asociación argentina de geólogos y geofísicos del petróleo, 2012-2014. p.2.

³ RAMSEY, Mark.*et al.* Schlumberger Oilfield Glossary en Español. Texas Drilling Associates. [En línea]. (Recuperado en 11 junio 2019.) Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/reservoir.aspx>

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 estimulación (mejora artificial de la permeabilidad) para producir. Cuando lo requieren es a una escala mucho menor que la de los no convencionales.	Necesita estimulación artificial para producir (Fracturación) de gran envergadura.
Predominan los pozos verticales sobre los horizontales.	Mejor producción con pozos horizontales.

Fuente: CABANILLAS, Luis, et a. Hidrocarburos convencionales y no convencionales. Argentina.: Asociación argentina de geólogos y geofísicos del petróleo, 2012-2014. p.3.

Las grandes diferencias entre los yacimientos convencionales y los yacimientos no convencionales son la principal razón que han conducido a un incremento en el estudio y conocimiento de las características que hacen tan particulares a los yacimientos en roca generadora, esto último con la finalidad de obtener un mayor entendimiento del funcionamiento de este tipo de yacimientos, y lograr así hacer frente a los desafíos que afronta la industria petrolera, puesto que esta industria se está impulsando hacia la explotación de estos yacimientos.

Bajo la categoría de yacimientos no convencionales, y con distintos tipos de complejidad, se incluyen los siguientes tipos:

2.2.1. Gas metano de carbón (CBM): Gas metano extraído de las capas de carbón a poca profundidad de la superficie. El metano se encuentra en estado casi líquido revistiendo el interior de los poros y/o en fracturas abiertas como gas libre.

2.2.2. Hidratos de gas (gas hydrates): Básicamente, 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 termo génico atrapado en la estructura cristalina de ese hielo en su migración hacia la superficie.

2.2.3. Yacimientos fracturados: Rocas de muy baja porosidad de matriz que presentan fracturas naturales donde se aloja el hidrocarburo.

2.2.4. Gas de arenas compactas (tight gas): Este término se utiliza para describir yacimientos, mayormente arenosos, pero también carbonáticos, de muy baja permeabilidad al gas. La acumulación del gas generado excede la capacidad de migración o escape del mismo hacia niveles más someros.

2.2.5. 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 almacén y sello.⁴

⁴ CABANILLAS, Luis, et al. Hidrocarburos convencionales y no convencionales. Argentina.: Asociación argentina de geólogos y geofísicos del petróleo, 2012-2014. p.4.

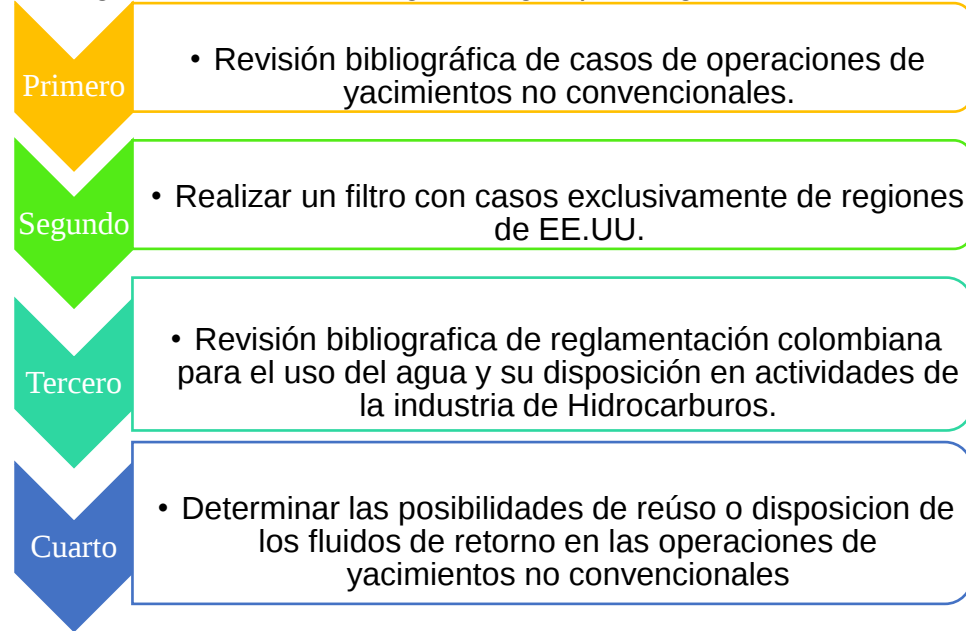
3. METODOLOGÍA DE TRABAJO

Para el desarrollo del proyecto de grado, la búsqueda de las fuentes bibliográficas se realizó tomando como apoyo los recursos electrónicos de la biblioteca de la Universidad Industrial de Santander, tales recursos como: libros, artículos técnicos de bases de datos, revistas y demás materiales suscritos a las diferentes bibliotecas digitales a las cuales se tiene permiso de acceso por parte de la universidad. Entre las bibliotecas digitales consultadas se encuentran: Springer, Science@Direct, Scopus, Web of Science; Junto a las anteriores bibliotecas, también se utilizó la biblioteca digital OnePetro de SPE y búsquedas en Google Académico.

Los términos claves utilizados durante la búsqueda en las diferentes bases de datos fueron: Case of Study hydraulic fracturing unconventional reservoirs, Flowback Characterization, Flowback Water management, Case of study flowback treatment, Fracking Fracturing hydraulic, Reuse Flowback, Characterization Physical Chemistry of Flowback, Fluid Fracturing Composition, Marcellus, Bakken, Barnett, Eagle Ford, Vaca Muerta, unconventional reservoirs, water composition in unconventional reservoir, shale oil/gas, waste water treatment technologies, flowback treatments technologies, technologies to treat and reuse the return fluid, environmental.

Para los cuales se obtuvieron alrededor de 7500 artículos relacionados con la búsqueda, mediante un filtro exhaustivo se seleccionaron aquellos que hicieran referencia a la caracterización físico química de fluidos de retorno de operaciones de yacimientos no convencionales y además aquellos que hiciera mención de tecnologías y tratamientos para aguas residuales, posterior a esto y debido a la gran cantidad de información existente se decide enfocar el proyecto en la región de Estados Unidos y para ellos se decide realizar un nuevo filtro que solo abarcara tal región de interés, para un total de 63 referencias seleccionadas como base para el desarrollo de la investigación.

Figura 1: Diagrama de la metodología a seguir para lograr el alcance.



3.1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA DE CASOS DE PROYECTOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.

La revisión de los casos en los cuales ya se desarrollaron proyectos de yacimientos no convencionales permite conocer de manera más amplia el desarrollo de yacimientos no convencionales, sus principales particularidades y los retos a los cuales debe enfrentarse la industria petrolera por las diferencias de yacimientos convencionales a no convencionales.

3.2. REALIZAR UN FILTRO CON CASOS DE PROYECTOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EXCLUSIVAMENTE DE REGIONES DE EE.UU.

Establecer como zona de estudio exclusivamente a EE. UU hace que el desgaste en el análisis de información sea menor y se centre la atención en la región donde

se han hecho los mayores avances y desarrollos para la explotación y producción de yacimientos no convencionales, logrando así hacer un barrido mayor sobre el desarrollo de los yacimientos no convencionales y una caracterización más detallada de la composición fisicoquímica de los fluidos de retorno.

3.3. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA DE REGLAMENTACIÓN COLOMBIANA PARA EL USO DEL AGUA Y SU DISPOSICIÓN EN ACTIVIDADES DE LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS.

Conocer la reglamentación colombiana es fundamental para poder realizar cualquier tipo de proyección para el reúso o disposición de fluidos de retorno en operaciones de yacimientos no convencionales y en general para cualquier actividad a desarrollar de la industria petrolera.

3.4. DETERMINAR LAS POSIBILIDADES DE REÚSO O DISPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS DE RETORNO EN LAS OPERACIONES DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.

Determinar el posible reúso o disposición de los fluidos de retorno utilizados en las operaciones de la industria petrolera, particularmente para este caso en yacimientos no convencionales es de gran importancia, por ello garantizar un manejo adecuado y menor utilización de fuentes hídricas generará un impacto positivo a nivel ambiental, económico y social, permitiendo así accesibilidad para el desarrollo de estos proyectos productivos en diferentes regiones.

4. CARACTERÍSTICAS FÍSICOQUÍMICAS DE LOS FLUIDOS DE RETORNO DE FORMACIONES DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.

4.1. FORMACIÓN MARCELLUS

La formación de esquisto de Marcellus cubre alrededor de 246.049 kilómetros cuadradas con un área prospectiva de alrededor de 186.479 kilómetros cuadradas; extendiéndose por los estados de Nueva York, Pensilvania, Ohio, Virginia Occidental y Kentucky.

La formación Marcellus forma parte del antiguo sistema sedimentario conocido como la cuenca de los Apalaches. El esquisto de Marcellus se describe como esquisto negro carbonoso y limoso que contiene pirita dispersa, acumulaciones de carbonato y fósiles escasos. También se han reconocido varios estratos de esquisto calcáreo y piedra caliza negra y una o más zonas de acumulaciones que varían en composición y abundancia. La litología de Marcellus varía significativamente a lo largo de la cuenca de los Apalaches. Esta heterogeneidad litológica se controla mediante procesos deposicionales y diagenéticos.

Típicamente el esquisto de Marcellus es laminado (fisionable) y carece de bioturbación. Los principales minerales son: 9% - 35% de arcillas de capas mixtas (más abundantes en la zona superior de la formación); 10% - 60% de cuarzo, 0% - 10% de feldespato, 5% - 13% de pirita (más común hacia la base de la formación), 3% - 48% de calcita, 0% - 10% de dolomita (minerales carbonatados mucho más abundantes en la zona inferior de la formación), y 0% - 6% de yeso.⁵

⁵ POPOVA, Olga. Marcellus Shale Play. U.S. Energy Information Administration, Washington, DC. 2017. p. 3-6.

Tabla 2: Propiedades de los yacimientos en roca generadora de la formación Marcellus.

PROPIEDAD	FORMACIÓN MARCELLUS
Profundidad (ft)	4.000 – 8.000
Espesor (ft)	50 – 250
Longitud Horizontal (ft)	3.000 – 5.000
TOC	3 - 10%
Tipo de Hidrocarburo	Aceite – Gas
No. Etapas de Fracturamiento	10 – 14
Vol. Fluido / Pozo (bbl)	120.000
Propante / Pozo (MLb)	5,5
Espaciamiento etapas (ft)	150 - 400

Fuente: ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE INGENIEROS DE PETRÓLEOS. Desarrollo de un fluido de fractura base Guar- Boro compatible con aguas de producción y retorno post- fractura. Bogotá D.C.p.3.

4.1.1. Caracterización del fluido de retorno de la formación marcellus.

Tabla 3: Composición fisicoquímica del fluido de retorno de Marcellus.

Componente	Unidad	Valor reportado
Aluminio	Al (mg/L)	0,91
Bario	Ba (mg/L)	679
Bicarbonato	HCO ₃ (mg/L)	261
Calcio	Ca (mg/L)	2.291
Cloruro	Cl (mg/L)	43.578
Cobre	Cu (mg/L)	1,3
Cromo	Cr (mg/L)	0,43

Dureza		(mg/L)	34.000
Estroncio	Sr	(mg/L)	347
Hierro	Fe	(mg/L)	26
Magnesio	Mg	(mg/L)	263
Nitrato	NO ₃	(mg/L)	2,07
pH	-	-	6,7
Potasio	K	(mg/L)	190
Sodio	Na	(mg/L)	24.445
Solidos suspendidos totales	TSS	(mg/L)	NR
Solidos disueltos totales	TDS	(mg/L)	72.714
Sulfato	SO ₄	(mg/L)	4
Zinc	Zn	(mg/L)	2,2

Fuente: Los Autores. Datos tomados de: SLUTZ, James, et al. Estrategias claves de gestión del agua del gas de esquisto: una herramienta de evaluación económica. Australia. SPE/APPEA, 2012. p.4. y ABUALFARAJ, Noura; GURIAN, Patrick L; STONE OLSON, Mira. Caracterización del agua del esquisto de Marcellus. Environmental Engineering Science, 2014. p.5-6.

NR: No reportado.

En la tabla anterior se observan algunas características fisicoquímicas del fluido de retorno de la formación Marcellus, en la cual se muestran concentraciones bajas en parámetros como: potasio, bicarbonato y sulfato, teniendo en cuenta una posible reutilización del fluido de fractura esto beneficiaría el tratamiento del mismo; para el caso de parámetros como solidos totales disueltos, hierro, cloruros, calcio, magnesio, sodio, dureza y nitrato se registraron concentraciones relativamente altas, que como se analizará más adelante están por encima de los requerimientos recomendados del agua base para elaborar un fluido de fracturamiento hidráulico.

4.2. FORMACIÓN BAKKEN

La formación Bakken es un gigantesco recurso petrolero continuo (no convencional), consiste en tres estratos: (1) Estrato inferior de esquisto, (2) Estrato medio de arenisca y (3) Estrato superior de esquisto. Los Estratos inferiores y superiores del esquisto son ricos en materia orgánica marina (hasta un 35 % en peso) y son las rocas fuentes de petróleo, mientras que el estrato medio de la arenisca varia en facies y litología, exhibe una buena porosidad (hasta un 14%), pero con características de baja permeabilidad.⁶

Tabla 4: Propiedades de los yacimientos en roca generadora de la formación Bakken.

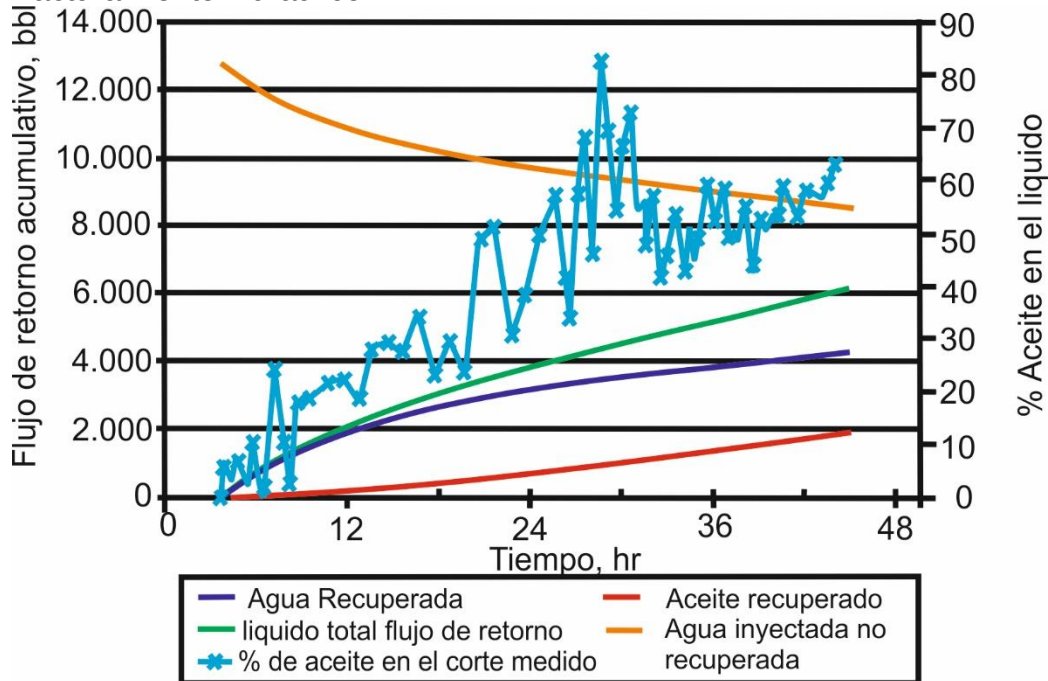
PROPIEDAD	FORMACIÓN BAKKEN
Profundidad (ft)	8.000 – 11.000
Espesor (ft)	10 – 120
Longitud Horizontal (ft)	3.500
TOC	10% – 15%
Tipo de Hidrocarburo	Aceite
No. Etapas de Fracturamiento	10 – 15
Vol. Fluido / Pozo (bbl)	120.000
Propante / Pozo (MLb)	3 – 3,5
Espaciamiento etapas (ft)	100 – 300

Fuente: ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE INGENIEROS DE PETRÓLEOS. Desarrollo de un fluido de fractura base Guar- Boro compatible con aguas de producción y retorno post- fractura. Bogotá D.C.p.3.

⁶ POLLASTRO, Richard M; ROBERTS, Laura N.R ; COOK, Troy A. Valoración geológica del petróleo técnicamente recuperable en el Devoniano y Mississipiano de la formación Bakken. Geological Survey Williston Basin Province Assessment Team, 2010. p. 5.

4.2.1. Caracterización del fluido de retorno de la formación Bakken: El fluido de retorno consiste tanto en agua como en aceite. Inicialmente, el fluido de retorno es agua, pero la cantidad de aceite en el fluido de retorno aumenta con el tiempo. La figura 2 presenta información del fluido de retorno de un pozo seleccionado. La misma figura muestra el total acumulativo de fluido que retorna (aceite más agua), acumulativo del agua de retorno, acumulativo de aceite de retorno, el volumen de agua utilizado en el fracturamiento que no se recuperó, y el porcentaje de aceite en una muestra de flujo de retorno en función del tiempo.

Figura 2: Flujo de retorno acumulativo de aceite y agua para un evento típico de fracturamiento hidráulico.



Fuente: FINE, Karlone, et al. Oportunidades de evaluación del agua de Bakken. Universidad Norte de Dakota, 2010. p. 16.

En el ejemplo, 12,775 bbl de agua fueron inyectados durante la fractura hidráulica, y la duración del retorno de fluido fue de aproximadamente 45 horas, momento en el que el pozo pasó a modo de producción. En ese momento, el fluido de retorno

total contenía un 63% de aceite y un 37% de agua. El agua recuperada durante el período de retorno de fluido representó el 33% del total utilizado en el proceso de fractura.⁷

En la formación Bakken el porcentaje de recuperación de fluido de retorno es aproximadamente el 17% del volumen de agua inyectado para el fracturamiento.

Tabla 5: Composición fisicoquímica del fluido de retorno de la formación Bakken.

Componente		Unidad	Valor reportado
Aluminio	Al	(mg/L)	ND
Bario	Ba	(mg/L)	13
Bicarbonato	HCO ₃	(mg/L)	126
Calcio	Ca	(mg/L)	9.020
Cloruro	Cl	(mg/L)	91.300
Cobre	Cu	(mg/L)	0,21
Cromo	Cr	(mg/L)	NR
Dureza		(mg/L)	NR
Estroncio	Sr	(mg/L)	NR
Hierro	Fe	(mg/L)	77
Magnesio	Mg	(mg/L)	720
Nitrato	NO ₃	(mg/L)	NR
Ph	-	-	6,84
Potasio	K	(mg/L)	3.550
Sodio	Na	(mg/L)	45.100
Solidos suspendidos totales	TSS	(mg/L)	NR

⁷ FINE, Karlone, *et al.* Oportunidades de evaluación del agua de bakken. Universidad Norte de Dakota, 2010. p. 15.

Solidos totales	disueltos	TDS	(mg/L)	150.346
Sulfato		SO ₄	(mg/L)	440
Zinc		Zn	(mg/L)	6,65

Fuente: Los Autores. Datos tomados de: SLUTZ, James, et al. Estrategias claves de gestión del agua del gas de esquisto: una herramienta de evaluación económica. Australia. SPE/APPEA, 2012. p.4. y FINE, Karlone, et al. Oportunidades de evaluación del agua de Bakken. Universidad Norte de Dakota, 2010. p. 16-20.

ND: No detectado.

NR: No reportado.

El sodio y los cloruros tienen concentraciones muy elevadas, superiores a los 40.000 mg/L, superando los rangos requeridos del agua base para la reutilización del fluido de fracturamiento hidráulico. Los TDS es otro parámetro que se considera bastante alto (casi 150.000 mg/L). Otros iones detectados como potasio y calcio presentes en concentraciones superiores a los 1.000 mg/l. Sulfato, magnesio y bicarbonatos fueron detectados en concentraciones por encima 100 mg/L. Se encontró que el pH era ligeramente ácido.

4.3. FORMACIÓN EAGLE FORD.

Eagle Ford es una formación geológica productora de hidrocarburos de gran importancia debido a su capacidad de producir tanto gas natural como también más petróleo que otras formaciones de esquisto tradicionales.

En el área donde es productivo, la formación Eagle Ford es típicamente un esquisto laminado, negro, calcáreo y rico en materia orgánica con una permeabilidad muy baja. Se cree que esta parte de la formación Eagle Ford se ha depositado en aguas marinas de baja energía que estaban lo suficientemente lejos de la costa y lo suficientemente profundas para evitar la perturbación de las olas.

La naturaleza negra y rica en materia orgánica del esquisto, junto con su alto grado de laminación, sugiere aguas anóxicas que protegen el material orgánico de la descomposición y las laminaciones de la bioturbación. Su color oscuro se atribuye a su contenido orgánico. Donde su contenido de carbonato es alto, la lutita puede ser relativamente frágil. Esta naturaleza frágil es probablemente responsable de la respuesta positiva del esquisto a la fracturación hidráulica.⁸

Tabla 6: Propiedades de los yacimientos en roca generadora de la formación Eagle Ford.

PROPIEDAD	FORMACIÓN EAGLE FORD
Profundidad (ft)	4.000 – 13.000
Espesor (ft)	50 – 200
Longitud Horizontal (ft)	4.000
TOC	2 – 9%
Tipo de Hidrocarburo	Aceite – Gas
No. Etapas de fracturamiento	12 -15
Vol. Fluido / Pozo (bbl)	95.000
Propante / Pozo (MLb)	3,5
Espaciamiento Etapas (ft)	250 – 400

Fuente: ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE INGENIEROS DE PETRÓLEOS. Desarrollo de un fluido de fractura base Guar- Boro compatible con aguas de producción y retorno post- fractura. Bogotá D.C.p.3.

Tabla 7: Composición físico químico del fluido de retorno de la formación Eagle Ford.

Componente	Unidad	Valor reportado
Aluminio	Al (mg/L)	< 1000

⁸ Railroad Commission of Texas. [En línea]. (Recuperado 15 mayo 2019.) Disponible en: <https://geology.com/articles/eagle-ford/>

Bario	Ba	(mg/L)	10
Bicarbonato	HCO ₃	(mg/L)	736
Calcio	Ca	(mg/L)	1.270
Cloruro	Cl	(mg/L)	19.318
Cobre	Cu	(mg/L)	< 130
Cromo	Cr	(mg/L)	55
Dureza		(mg/L)	1.025
Estroncio	Sr	(mg/L)	203
Hierro	Fe	(mg/L)	112
Magnesio	Mg	(mg/L)	111
Nitrato	NO ₃	(mg/L)	NR
Ph	-	-	7
Potasio	K	(mg/L)	192
Sodio	Na	(mg/L)	10,9
Solidos suspendidos totales	TSS	(mg/L)	840
Solidos disueltos totales	TDS	(mg/L)	33.015
Sulfato	SO ₄	(mg/L)	163
Zinc	Zn	(mg/L)	< 100

Fuente: Los Autores. Datos tomados de: SLUTZ, James, et al. Estrategias claves de gestión del agua del gas de esquisto: una herramienta de evaluación económica. Australia. SPE/APPEA, 2012. p.4. y ARANGUREN CAMPOS, Fabián; CALDERÓN CARRILLO, Zuly; USURIAGA TORRES, José. Metodología selectiva de tecnologías para el tratamiento de fluidos de retorno post-fractura y reúso de agua en el fracturamiento hidráulico en yacimientos en roca generadora - una estrategia para reducir los impactos ambientales en Colombia. Colombia: CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, 2017. p. 12-13.

NR: No reportado.

En la tabla se especifican las sustancias químicas identificadas en el fluido de retorno de la formación Eagle Ford, la presencia de sodio, cloruros y otras propiedades como sólidos totales disueltos, sólidos totales en suspensión y pH que

requieren conocerse para diseñar y realizar un control o tratamiento para determinar si es posible reutilizar el fluido o en su defecto gestionar la disposición de este.

4.4. FORMACIÓN BARNETT

Barnett es una formación geológica productora de hidrocarburos se compone de rocas sedimentarias. El área central de Barnett se encuentra en los condados de Denton, Johnson, Tarrant y Wise, y es en gran parte gas seco, aunque el condado de Wise es generalmente más oleoso.⁹

Tabla 8: Propiedades de los yacimientos en roca generadora de la formación Barnett.

PROPIEDAD	FORMACIÓN BARNETT
Profundidad (ft)	5.400-9.500
Espesor (ft)	100-600
Longitud Horizontal (ft)	4.000
TOC	2 – 6%
Tipo de Hidrocarburo	Gas
No. Etapas de fracturamiento	4-8
Vol. Fluido / Pozo (bbl)	120.000
Propante / Pozo (MLb)	3,5
Espaciamiento Etapas (ft)	400

Fuente: ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE INGENIEROS DE PETRÓLEOS. Desarrollo de un fluido de fractura base Guar- Boro compatible con aguas de producción y retorno post- fractura. Bogotá D.C.p.3.

Tabla 9: Composición fisicoquímica del fluido de retorno de la formación Barnett.

Componente	Unidad	Valor reportado
------------	--------	-----------------

⁹ VADILLO, Lucas. Revisión de la gestión del agua relacionada con las actividades de shale gas en los Estados unidos, Canadá y Europa. M4ShaleGas, 2015. p

Aluminio	Al	(mg/L)	NR
Bario	Ba	(mg/L)	15
Bicarbonato	HCO ₃	(mg/L)	405
Calcio	Ca	(mg/L)	2.916
Cloruro	Cl	(mg/L)	23.797
Cobre	Cu	(mg/L)	NR
Cromo	Cr	(mg/L)	0,12
Dureza		(mg/L)	21.000
Estroncio	Sr	(mg/L)	505
Hierro	Fe	(mg/L)	28
Magnesio	Mg	(mg/L)	316
Nitrato	NO ₃	(mg/L)	0,02525
pH	-	-	7,1
Potasio	K	(mg/L)	484
Sodio	Na	(mg/L)	10.741
Solidos suspendidos totales	TSS	(mg/L)	1272
Solidos disueltos totales	TDS	(mg/L)	39.516
Sulfato	SO ₄	(mg/L)	309
Zinc	Zn	(mg/L)	NR

Fuente: Los Autores. Datos tomados de: SLUTZ, James, et al. Estrategias claves de gestión del agua del gas de esquisto: una herramienta de evaluación económica. Australia. SPE/APPEA, 2012. p.4.VADILLO, Lucas. Revisión de la gestión del agua relacionada con las actividades de shale gas en los Estados unidos, Canadá y Europa. M4ShaleGas, 2015. p. 28.

NR: No reportado.

En la tabla 9 se presentó la caracterización fisicoquímica del fluido de retorno de la formación Barnett, para la cual se identificaron diferentes sustancias que se muestran en altas concentraciones como los son hierro, sodio, magnesio y calcio, algunos parámetros como la dureza y sólidos totales en suspensión; además, no hay reporte de datos para los elementos, zinc, cobre y aluminio.

Tabla 10: Comparación de parámetros fisicoquímicos del fluido de retorno de las diferentes formaciones analizadas.

Componente		Unidad	Marcellus	Bakken	Eagle Ford	Barnett
Aluminio	Al	(mg/L)	0,91	ND	< 1000	NR
Bario	Ba	(mg/L)	679	13	10	15
Bicarbonato	HCO ₃	(mg/L)	261	126	736	405
Calcio	Ca	(mg/L)	2.291	9.020	1.270	2.916
Cloruro	Cl	(mg/L)	43.578	91.300	19.318	23.797
Cobre	Cu	(mg/L)	1,3	0,21	< 130	NR
Cromo	Cr	(mg/L)	0,43	NR	55	0,12
Dureza		(mg/L)	34.000	NR	33.015	21.000
Estroncio	Sr	(mg/L)	347	NR	203	505
Hierro	Fe	(mg/L)	26	77	112	28
Magnesio	Mg	(mg/L)	263	720	111	316
Nitrato	NO ₃	(mg/L)	2,07	NR	NR	0,02525
pH	-	-	6,7	6,84	7	7,1
Potasio	K	(mg/L)	190	3.550	192	484
Sodio	Na	(mg/L)	24.445	45.100	10.900	10.741
Solidos suspendidos totales	TSS	(mg/L)	592	NR	840	1272

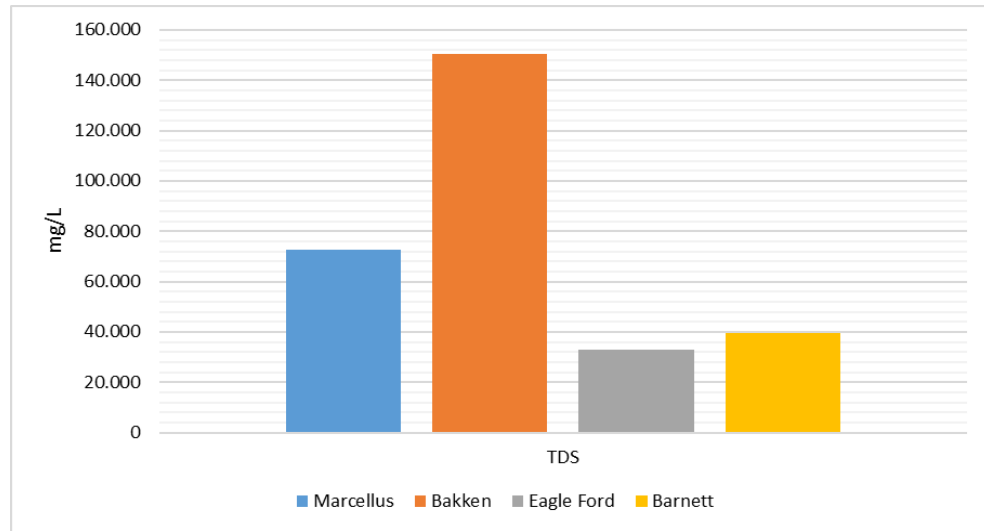
Sólidos disueltos totales	TDS	(mg/L)	72.714	150.346	33.015	39.516
Sulfato	SO ₄	(mg/L)	89	440	163	309
Zinc	Zn	(mg/L)	2,2	6,65	< 100	NR

Fuente: Los Autores. Datos tomados de: SLUTZ, James, et al. Estrategias claves de gestión del agua del gas de esquisto: una herramienta de evaluación económica. Australia. SPE/APPEA, 2012. p.4.; ABUALFARAJ, Noura; GURIAN, Patrick L; STONE OLSON, Mira. Caracterización del agua del esquisto de Marcellus. Environmental Engineering Science, 2014. p.5-6.; VADILLO, Lucas. Revisión de la gestión del agua relacionada con las actividades de shale gas en los Estados unidos, Canadá y Europa. M4ShaleGas, 2015. p. 28. y ARANGUREN CAMPOS, Fabián; CALDERON CARRILLO, Zuly; USURIAGA TORRES, José. Metodología selectiva de tecnologías para el tratamiento de fluidos de retorno post-fractura y reúso de agua en el fracturamiento hidráulico en yacimientos en roca generadora - una estrategia para reducir los impactos ambientales en Colombia. Colombia: CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, 2017. p. 12-13.

De manera general se muestra la caracterización de los fluidos de retorno de las formaciones Marcellus, Bakken, Eagle Ford y Barnett, donde se observan concentraciones registradas para distintos parámetros identificados en el fluido de retorno de dichas formaciones, el control sobre los niveles de concentración es de gran importancia para la evolución de las actividades de fracturamiento hidráulico, debido a que el exceso en las concentraciones de algunos de esos componentes son los responsables de los diferentes problemas operacionales que se pueden presentar, entre los que se encuentran con mayor frecuencia: alargamiento de los tiempos de hidratación, ruptura prematura del gel, baja eficiencia de los surfactantes, pérdida de eficiencia de los reductores de fricción, degradación de los geles y tiempos de reticulado muy largos (crosslinking time).¹⁰

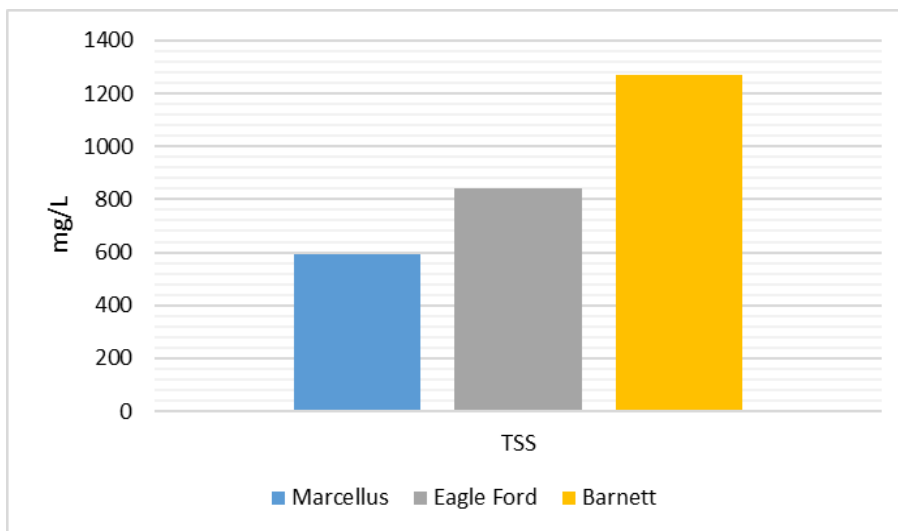
¹⁰ INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS. Gestión del agua en la exploración y explotación de reservorios no convencionales en el área de influencia de la cuenca Neuquina. Buenos Aires.: 2013. p. 15.

Figura 3: Sólidos totales disueltos presentes en el fluido de retorno de las diferentes formaciones analizadas.



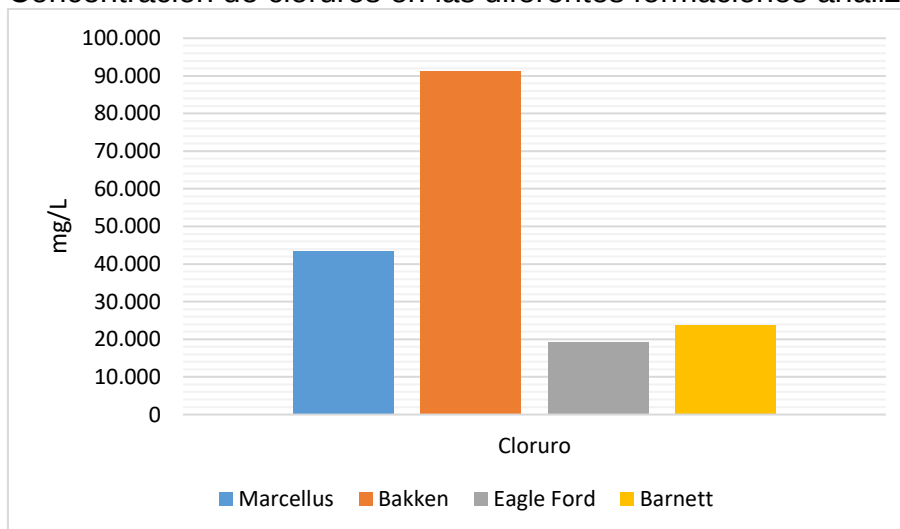
Los sólidos totales disueltos representan uno de los mayores problemas operacionales sobre el fluido de fracturamiento, puesto que una elevada cantidad de estos pueden generar taponamientos y afectación en la estabilidad del fluido; como se observa en la anterior figura el fluido de retorno de las formaciones Marcellus y Bakken es donde se registra la mayor concentración de sólidos totales disueltos con respecto de las demás formaciones.

Figura 4: Concentración de Sólidos suspendidos totales (TSS) en las diferentes formaciones analizadas.



Dentro de los datos recopilados no se encontró reporte sobre la cantidad de solidos suspendidos totales (TSS) en el fluido de retorno de la formación Bakken, como se observa en la figura 4, la formación Barnett es en la que mayor concentración se registró de las formaciones analizadas.

Figura 5: Concentración de cloruros en las diferentes formaciones analizadas.



En la figura anterior se muestra el comportamiento de los cloruros presentes en el fluido de retorno de las formaciones, Marcellus, Bakken, Eagle Ford y Barnett, registrándose los mayores índices de concentración para la formación de Bakken, superando con creces las concentraciones registradas en las demás formaciones, por lo cual si se desea reutilizar el fluido de fracturamiento el tratamiento a utilizar debe ser más riguroso para lograr ubicar las concentraciones dentro de los parámetros de calidad requeridos para el agua base de elaboración del fluido de fractura.

Figura 6: Concentración del magnesio (Mg) en las diferentes formaciones analizadas.

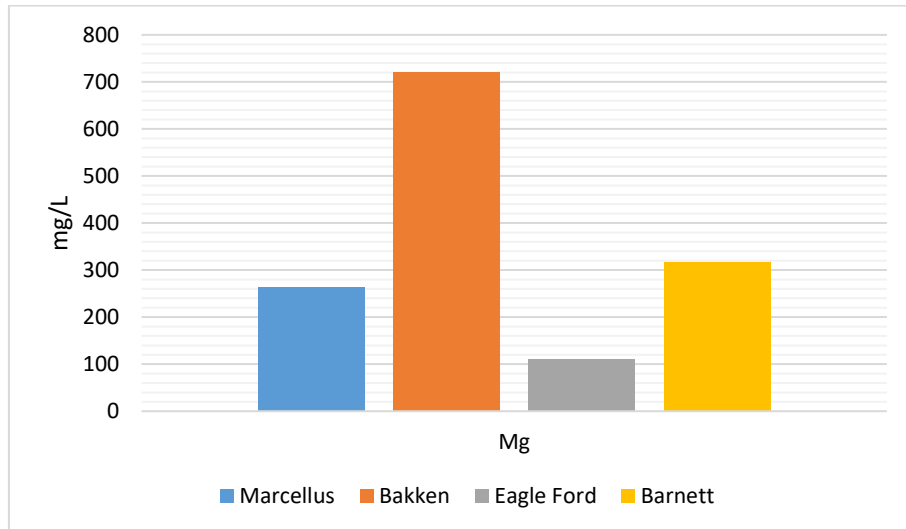
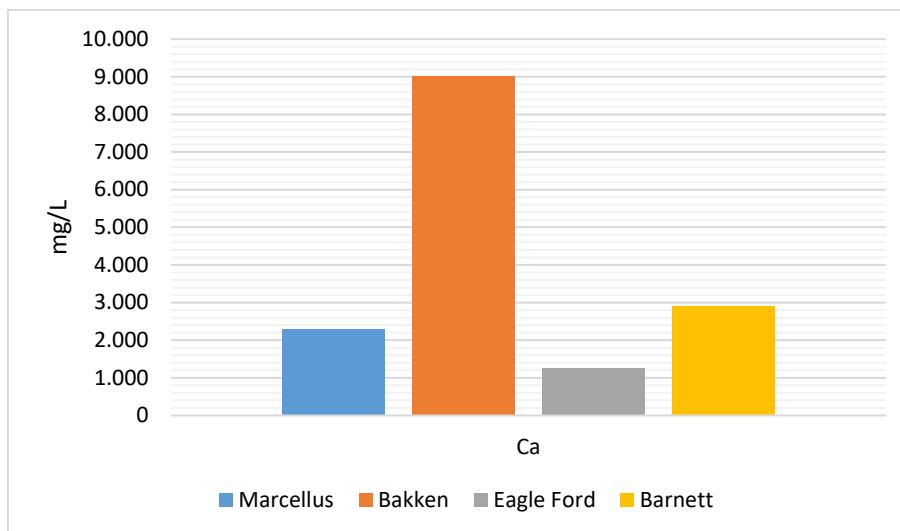
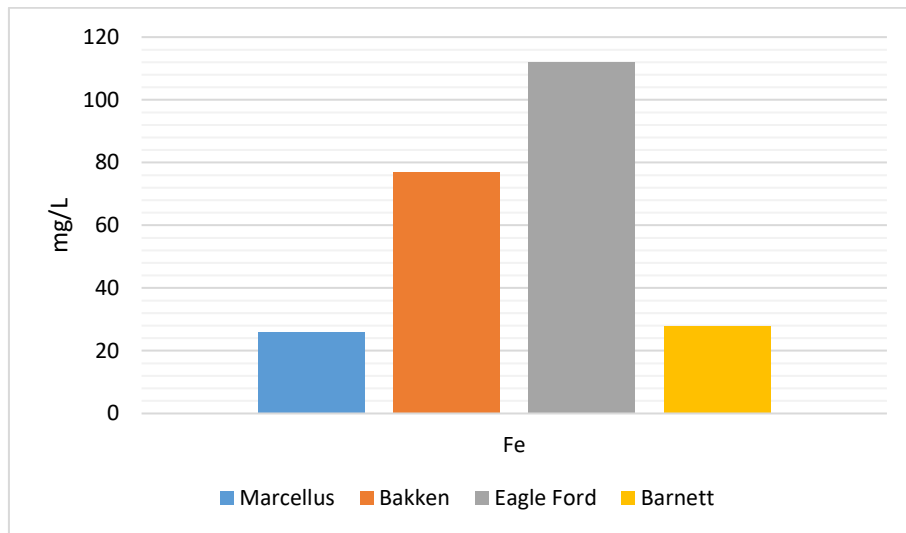


Figura 7: Concentración de calcio (Ca) en el fluido de retorno de las formaciones analizadas.



El calcio y el Magnesio son sustancias que contribuyen a la dureza, la cual ocasiona alteraciones sobre la estabilidad del fluido de fractura e interferencia con reductores de fricción, afectando la eficiencia de la operación de fracturamiento hidráulico. De la figura 6 y 7 se observa que las mayores concentraciones de calcio y magnesio se registraron en la formación Bakken, para el caso de la medida reportada para el calcio esta superó ampliamente a las reportadas para las demás formaciones, llegando a ser aproximadamente tres veces la registrada en Barnett y Marcellus.

Figura 8: Concentración de Hierro (Fe) en las formaciones analizadas.



En la anterior figura se muestra la concentración de hierro registrada para los diferentes fluidos de retorno de las formaciones analizadas, donde las formaciones de Eagle Ford y Bakken son las que mayores concentraciones registraron en comparación a Barnett y Marcellus.

Tabla 11: Volumen de agua utilizada por pozo de las diferentes formaciones analizadas.

Formación	Volumen de fluido inyectado (gal X10 ⁶ /pozo)	Flujo de retorno y agua de producción (gal X10 ⁶ /pozo)
Marcellus	4,25	1,37
Bakken	1,97	3,24
Eagle Ford	3,61	6,83
Barnett	3,80	3,28

Fuente: Los Autores. Datos tomados de: KONDASH, Andrew; VENGOSH, Avner. Huella hídrica de la fracturación hidráulica. Carolina del norte, EE.UU: Environmental Science & technology, 2015. p.2.

A manera general aproximadamente la recuperación del fluido de retorno oscila entre el 10 y el 25% del volumen de fluido de fracturamiento inyectado a la formación

durante los tres primeros meses, y se estima un rango de 1,7 a 14,3 Millones de Litros de flowback por pozo durante los primeros 5 a 10 años de producción, un volumen bastante significativo para la búsqueda de estrategias de tratamiento para su reutilización.¹¹

En la tabla 11 se presentan tanto los volúmenes de fluido inyectado como las correspondientes cantidades del fluido de retorno y agua producida para cada formación analizada; observándose que en formaciones como Bakken y Eagle Ford los volúmenes de fluido que retornan son superiores a los valores de volúmenes de fluidos inyectados, esto se debe a que solo del 4 al 8 % del agua de fluido de retorno está compuesta de fluido de fracturamiento hidráulico, mientras que el 92 a 96% restante del fluido de retorno se deriva de las salmueras de la formación natural que se extraen junto con el petróleo y el gas, por lo tanto la salinidad y la composición química de las salmueras de la formación son los principales factores limitantes para la reutilización de aguas residuales no convencionales de petróleo y gas.

Tabla 12: Datos de calidad del agua para el fluido de fractura y el flujo de retorno para un evento de fracturamiento hidráulico.

Tiempo (días)	Volumen acumulado de retorno (L)	Volumen acumulado de	DQO (mg/L)	PH	Alcalinidad (mg/L)	Turbidez (NTU)	TSS (mg/L)	TDS (mg/L)
Fluido fracturamiento			115.00	4,6	600	552	ND	3.330
			0	5				
1	31.000	0,3%	8215	7,4	1.070	1.835	545	14.22
				2				0

¹¹ KONDASH, Andrew; ALBRIGHT, Elizabeth; VENGOSH, Avner. Cantidad de flowback y aguas producidas a partir de la exploración no convencional de petróleo y gas. EE.UU: ELSEVIER, 2016. p.1.

4	110.000	1,0%	3900	7,1	700	109	320	14.61
				0				3
7	180.000	1,6%	4725	7,0	850	177	378	17.76
				5				3
15	306.000	2,8%	4305	6,9	570	194	378	18.58
				0				6
22	365.000	3,3%	3825	6,5	440	371	380	19.43
				6				3
55	1.410.0	12,7	2837	6,8	612	196	460	15.32
	00	%		3				0
80	1.380.0	16,5	2890	6,8	553	283	273	16.96
	00	%		9				7
130	2.630.0	23,7	2650	7,0	479	214	205	17.48
	00	%		1				2
220	3.330.0	29,8	2543	6,8	475	223	172	18.75
	00	%		0				6

Fuente: ROSENBLUM, James, et al. Caracterización temporal del flujo de retorno y la calidad del agua producida a partir de un pozo de petróleo y gas fracturado hidráulicamente. EE.UU.: ELSEVIER, 2017. p.4.

En la tabla anterior se muestra la evolución generalizada del desarrollo de los volúmenes de fluido que retornan producto de las operaciones de yacimientos en roca generadora y como varían con el tiempo las concentraciones de parámetros importantes tales como: demanda química de oxígeno (DQO), pH, alcalinidad, turbidez, sólidos totales disueltos (TDS) y sólidos totales en suspensión (TSS); Se puede observar que con el paso de los días aumentan las cantidades acumuladas de fluido de retorno y con ello la concentración de sólidos totales disueltos (TDS), los demás parámetros presentan una tendencia contraria a la descrita por los sólidos totales disueltos (TDS).

5. PARÁMETROS DEL AGUA BASE PARA LA PREPARACIÓN DEL FLUIDO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

Se denomina fracturamiento hidráulico al 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.¹²

El desarrollo de los yacimientos no convencionales es el reto al cual se está enfrentando la industria del petróleo, ya que se ha convertido en la opción para lograr que diferentes países puedan abastecerse de este recurso, siendo de vital importancia para llevar a cabo proyectos de esta naturaleza contar con el fluido de fracturamiento adecuado, que se adapte a lo que requiere la formación, para poder extraer de ella los hidrocarburos que se encuentran presentes, teniendo en cuenta las diferencias entre las características de los yacimientos no convencionales y los yacimientos convencionales.

Se requiere conocer la formación para el desarrollo del fluido de fractura, pues la elección de los componentes de este va asociado a la naturaleza de la formación y complejidad de la misma, para ello es fundamental entender la química de los constituyentes empleados en la elaboración del fluido de fracturamiento y las distintas propiedades que otorgan al fluido cada uno de estos, de tal manera que exista afinidad química entre la roca y el fluido de fractura, para evitar potenciales problemas operacionales en el yacimiento.

¹² CABANILLAS, Luis, *et a.* Hidrocarburos convencionales y no convencionales. Argentina.: Asociación argentina de geólogos y geofísicos del petróleo, 2012-2014. p.4.

A continuación, se presentan los parámetros claves sobre la calidad del agua base requerida para la elaboración del fluido de fracturamiento, con sus respectivos rangos de valores que se consideran adecuados, para no impactar negativamente las propiedades que proporciona cada componente al fluido de fracturamiento, debido a que, un agua base que no cumpla con dichas especificaciones de calidad deteriorará el rendimiento del fluido, y como tal la eficiencia de la operación.

Tabla 13: Lineamientos generales de la calidad del agua base para preparar un fluido de fractura estándar.

PARÁMETRO	UNIDAD	RANGO O VALOR RECOMENDADO
Temperatura	°C	15 – 40
TDS	mg/L	<50.000
TSS	mg/L	<50
Turbidez	NTU	0-5
pH		6-8
Hierro	mg/L	1-20
Cloruros	mg/L	<30.000
Potasio	mg/L	100 – 500
Calcio	mg/L	50 – 250
Magnesio	mg/L	10 -100
Sodio	mg/L	2.000 – 5.000
Boro	mg/L	0-20
Carbonatos	mg/L	<600
Dureza CaCO ₃	mg/L	<15.000
Bicarbonato	mg/L	<600

Bacterias	CFU/ml	0
Sílice	mg/L	<35
Sulfatos	mg/L	<500
Agentes Reductores	mg/L	0
Nitrato - Nitrito	mg/L	<0,1 – 3

Fuente: INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS. Gestión del agua en la exploración y explotación de reservorios no convencionales en el área de influencia de la cuenca Neuquina. Buenos Aires.: 2013. p. 15.

5.1. FUENTES DE AGUA PARA LA PREPARACIÓN DEL FLUIDO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

En la composición del fluido de fracturamiento el mayor porcentaje corresponde al agua por ello es importante garantizar las fuentes de las cuales se va a obtener el recurso, el tiempo de disponibilidad y la calidad de la misma, además tener los permisos requeridos y cumplir con la reglamentación exigida por las diferentes entidades para poder dar uso de esta.

Por lo general, las opciones de suministro de agua para fractura hidráulica, dependerán del volumen de agua requerido, las fuentes de agua deberán ser apropiadas para el ritmo previsto y el nivel de desarrollo esperado.

El agua para las fracturas hidráulicas podrá obtenerse a partir de:

- Agua superficial
- Agua subterránea
- Suministros de agua locales

- Agua residual local y proveniente de instalaciones para el tratamiento industrial
- Agua producida reciclada y/o fluido de retorno (flowback) reciclado.¹³

La fuente que se elija va directamente relacionada con la cantidad de agua requerida para el proceso de fracturamiento, la calidad de agua que requiera la operación y las características propias de la formación que se va a fracturar; dependiente directamente de la permisibilidad de las entidades regionales y la disponibilidad del recurso.

5.2. FLUIDOS DE FRACTURA Y SUS COMPONENTES

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

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

En adición a los reductores de fricción, los otros aditivos químicos pueden ser ácidos diluidos para remover lodo de perforación de la pared del pozo, tensioactivos, biocidas y bactericidas para prevenir el crecimiento de microorganismos, agentes

¹³ INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS. Gestión del agua en la exploración y explotación de reservorios no convencionales en el área de influencia de la cuenca Neuquina. Buenos Aires.: 2013. p. 6-7.

formadores de gel (entre cruzadores), estabilizadores de pH, ruptores de geles, estabilizantes de arcillas, inhibidores de corrosión e incrustación, secuestrantes de oxígeno, entre algunos otros.

Estos aditivos, más las características del agua de la formación que está siendo fracturada, son los que a menudo dan la pauta del manejo del agua y las opciones de disposición o tratamiento.¹⁴

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

- Tipo de fluido.
- Viscosidad requerida.
- Reología del fluido.
- Costo.
- Experiencia con el tipo de formación.
- Disponibilidad de materiales.
- Tipo de arena de fractura.¹⁵

Dependiendo de su calidad, las aguas de producción y de fluido de retorno (flowback) pueden tratarse y reutilizar para fracturas. Las formaciones naturales de agua han estado en contacto con la formación del reservorio por millones de años, y, por lo tanto, contienen minerales originales de la roca generadora en condiciones de equilibrio fisicoquímico. Parte de esta agua de formación se recupera con el fluido de retorno flowback después de la ejecución de la fractura hidráulica, por lo que ambas contribuyen a las características del fluido de retorno, (flowback).

¹⁴ LÓPEZ ANADÓN, Ernesto A. Petrotecnia Revista del Instituto Argentino del petróleo y del gas. Agosto, 2012, vol 4.p.53.

¹⁵ Ibíd., p.53-54.

Para la preparación del fluido de fractura como se mencionó anteriormente se deben tener en cuenta ciertos parámetros, dentro de los cuales es de gran importancia la calidad del agua, la cual debe brindar compatibilidad con los componentes usados para la elaboración del mismo y evitar así efectos negativos e inhibidores en las propiedades que estos le otorgan al fluido.

Tabla 14: Químicos comúnmente usados en la elaboración del fluido de fracturamiento.

TIPO	FUNCIÓN	EJEMPLO
Ácidos	Mejoran la inyección o penetración, disuelven minerales para evitar obstrucción.	Ácido Clorhídrico.
Biocidas	Previene el crecimiento bacteriano, que puede erosionar la tubería e interferir en el proceso de fracturamiento hidráulico.	Glutaraldehído.
Rompedores	Descompone los gelificantes; se añaden al final de la secuencia para mejorar el flujo de retorno.	Persulfato de amonio, Sodio, cloruro de calcio, Óxido de magnesio, Peróxido de magnesio.
Estabilizador de arcilla	Previene los tapones de arcilla de las fracturas.	Cloruro de sodio, cloruro de tetrametil amonio.

Inhibidores de corrosión	Reducen la oxidación.	Isopropanol, ácido acetaldehído.	metanol, fórmico,
Agente Reticulante	Mantiene la viscosidad del fluido.	Metaborato de potasio, Ácido Bórico, Tetraborato de Sodio,	Petróleo Destilado.
Reductores de fricción	Hace el agua más escurridiza para aumentar la velocidad y la eficiencia del movimiento del fluido.	Poliacrilamida, Etilenglicol,	Metanol, Petróleo Destilado.
Gelificante	Aumenta la viscosidad y la arena suspendida durante el transporte del agente de sostén, como un producto estabilizador.	Goma Guar, Mezcla de Polisacáridos, Etilenglicol.	
Controlador de hierro	Previene la precipitación de óxidos metálicos.	Ácido Cítrico, Ácido Acético.	
Anti emulsificante	Evita la formación de emulsiones, como un producto estabilizador.	Etilenglicol, Isopropanol.	

Control de pH	Maximiza la eficacia de otros aditivos.	Hidróxido de Sodio, Hidróxido de Potasio, Ácido Acético, Carbonato de Sodio.
Propantes	Mantiene las fisuras abiertas para el escape de gas y petróleo.	Sílice (cuarzo; arena).
Controlador de escama	Previene acumulación de minerales y taponamientos.	Copolímero de acrilamida y acrilato de sodio, Policarboxilato de sodio.
Surfactantes	Disminuye la tensión superficial, mejorando el paso del fluido.	Metanol, Etanol, Alcohol isopropílico, Naftaleno.

Fuente: CHITTICK, Emily A; SREBOTNJAK, Tanja. Unos análisis de los productos químicos y otros constituyentes encontrados en el agua producida de pozos hidráulicamente fracturados en California y los retos para la gestión de las aguas residuales.

Los químicos utilizados en la preparación del fluido de fractura tienen que cumplir con el propósito de proporcionarle al fluido características específicas que varían de acuerdo al tipo de componente, propiedades tales como: otorgar la viscosidad adecuada al fluido, evitar que ocurra la presencia de incrustaciones, escamas, bacterias, oxidación, controlar la aparición de emulsiones, mantener las fisuras abiertas, entre otras. Es importante que exista compaginación entre los componentes elegidos para preparar el fluido de fractura, dado que estos van a trabajar en conjunto formando una mezcla en la cual no se vea afectada la función y eficiencia de ninguna de las sustancias presentes en ella; de tal manera que la unión de cada uno de esos constituyentes determine un fluido de fractura que presente un desempeño óptimo para llevar a cabo la operación de fracturamiento hidráulico en la roca generadora.

Cada formación tiene propiedades geológicas y litológicas únicas, lo cual hace que se requiera para ello un manejo distinto para cada formación, por lo tanto, al momento de llevar a cabo operaciones de fracturamiento hidráulico, gran parte del diseño del tipo de fluido de fracturamiento a ser empleado depende de esas características únicas y diferentes, propias de cada formación, así mismo, los constituyentes utilizados para la elaboración del fluido de fractura serán determinados por dichas propiedades. De este modo es necesario que la estructura del fluido de fracturamiento sea acorde con el tipo de formación a fracturar, de tal manera que exista compatibilidad entre el fluido y la formación.

6. FLUIDO DE RETORNO COMO ALTERNATIVA DE FUENTE DE AGUA PARA LA ELABORACIÓN DEL FLUIDO DE FRACTURAMIENTO.

Para reutilizar el agua de producción y fluidos de retorno se debe evaluar si es técnicamente viable el uso de estos en las operaciones de fractura. Para ello estas aguas deben ser tratadas para alcanzar los parámetros requeridos por el agua base para la elaboración de un nuevo fluido de fractura.

Las rocas de las formaciones que son el objetivo de las fracturas hidráulicas, pueden contener restos de materiales radiactivos de origen naturales llamados NORM (Naturally Occurring Radioactive Materials). Esto puede evidenciarse en los perfiles de Gamma Ray (GR). Básicamente son el efecto del uranio, torio, radio y radón. De sobrepasarse los límites permitidos en el fluido de retorno (flowback) o en los residuos sólidos deberán tratarse adecuadamente. Hasta la fecha no se han detectado niveles de radiación que sobrepasen los niveles naturales.¹⁶

6.1. ALTERNATIVAS PARA EL TRATAMIENTO DE LOS FLUIDOS DE RETORNO PARA SU REÚSO O DISPOSICIÓN FINAL.

6.2. TÉCNICAS DE GESTIÓN DE AGUAS RESIDUALES.

Para el manejo de las aguas residuales de perforación, los operadores utilizan principalmente los métodos que se enumeran a continuación y que se muestran en la Figura 9:

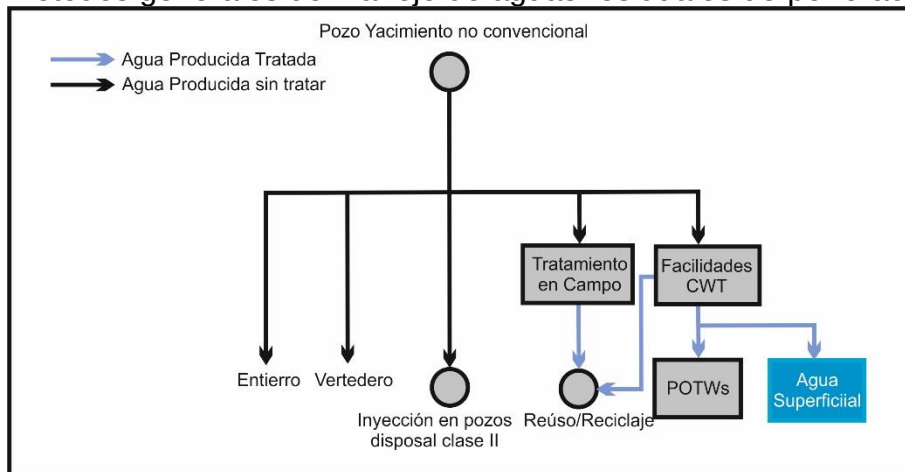
- Eliminación a través de pozos de desecho.
- Reutilizar/reciclar en trabajos posteriores de perforación y/o fracturación.

¹⁶ INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS. Gestión del agua en la exploración y explotación de reservorios no convencionales en el área de influencia de la cuenca Neuquina. Buenos Aires.: 2013. p. 11-12.

- Transferencia a una instalación de Tratamiento Centralizado de Residuos (CWT).
- Entierro en el lugar. El entierro in situ implica el almacenamiento temporal de fluidos en pozos de tierra abiertos o revestidos con enterramiento de sólidos residuales después de que los fluidos se solidifican, se retiran de la parte superior o se evaporan.
- Disposición sobre el suelo.

En determinadas zonas, los operadores también utilizan estanques de evaporación para la eliminación de las aguas residuales de las perforaciones. Sin embargo, existen ciertos requisitos para el uso de estanques de evaporación, incluyendo climas muy secos, que ocurren principalmente en el oeste de los Estados Unidos. Los estanques de evaporación también requieren un sitio grande y plano.

Figura 9: Métodos generales de manejo de aguas residuales de perforación.



Fuente: VADILLO, Lucas. Revisión de la gestión del agua relacionada con las actividades de shale gas en los Estados Unidos, Canadá y Europa. M4ShaleGas, 2015. p.40.

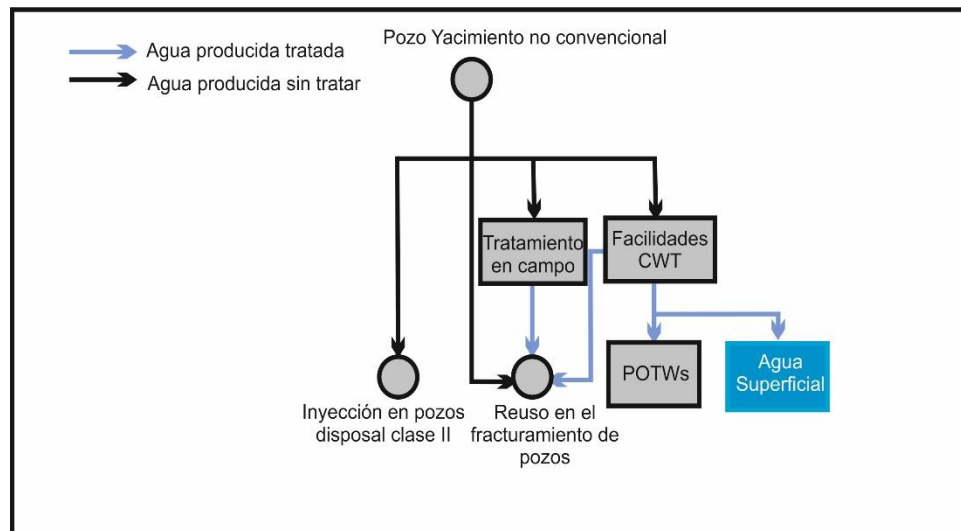
Con respecto al agua producida, históricamente, la industria del petróleo y el gas ha manejado más comúnmente el agua producida por inyección subterránea, pero la

industria está recurriendo cada vez más a la reutilización/reciclaje y, en algunas áreas geográficas, se ha trasladado a instalaciones de CWT para gestionar los crecientes volúmenes de aguas residuales. Los métodos que se enumeran a continuación se utilizan generalmente (o se han utilizado) en la gestión del agua de producción (véase la figura 10):

- Eliminación mediante inyección subterránea o aplicación en el suelo.
- Reutilizar/reciclar las aguas residuales en las siguientes obras de fracturamiento.
- Transferir las aguas residuales a una instalación de Tratamiento Centralizado de Residuos (CWT).
- Trasladar las aguas residuales a una planta de tratamiento de propiedad pública (POTW).
- Tratar el agua producida con fines benéficos.
- En determinadas zonas, los operadores también utilizan estanques de evaporación para la eliminación del agua producida.

Los CWTs son cada vez más comunes, ya que se pueden tratar grandes volúmenes de agua de producción a un costo menor. Los estanques de evaporación se han utilizado en los Estados Unidos, pero ya no se aplican.

Figura 10: Métodos generales de gestión del agua producida.



Fuente: VADILLO, Lucas. Revisión de la gestión del agua relacionada con las actividades de shale gas en los Estados unidos, Canadá y Europa. M4ShaleGas, 2015. p.41.

6.2.1. Eliminación de aguas residuales de las operaciones de yacimientos no convencionales: Cuando las aguas residuales de las operaciones de fracturación hidráulica deben ser eliminadas, pueden ser devueltas al ciclo hidrológico a través de su liberación en las aguas superficiales (o evaporación), o retiradas del ciclo hidrológico a través de inyección subterránea.

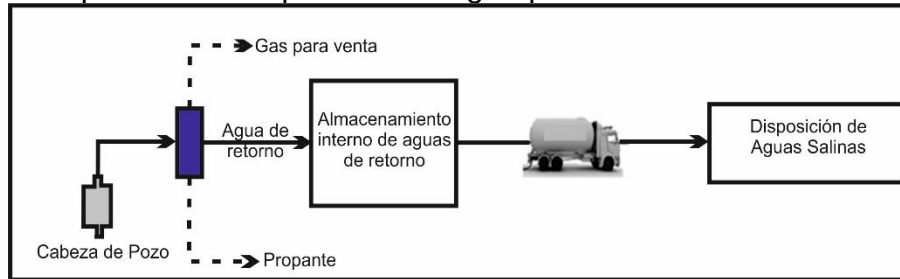
6.2.1.1. Inyección subterránea:

Históricamente, los operadores manejaban principalmente sus aguas residuales a través de la inyección subterránea. Los pozos de inyección subterráneos son a menudo la opción de eliminación más rentable para las aguas residuales y la salmuera concentrada del tratamiento, ya que se requiere poco pretratamiento. En particular, las aguas residuales y la salmuera con un alto nivel de NORM son a menudo las que mejor se eliminan bajo tierra.¹⁷ En un proceso de eliminación típico,

¹⁷ Gay, M.O., Fletcher, S., Meyer, N., Gross, S. (2012). Water Management in Shale Gas Plays. IHS Water White Paper. IHS, 10 p.

el agua de retorno se dirige a un separador para separar el agua del gas y de los agentes de sostén sólidos. El agua de retorno se almacena en tanques de almacenamiento provisionales y luego se transporta en camiones a sitios de eliminación de agua.

Figura 11: Simplificación del proceso de agua producida.



Fuente: VADILLO, Lucas. Revisión de la gestión del agua relacionada con las actividades de shale gas en los Estados Unidos, Canadá y Europa. M4ShaleGas, 2015. p.43

Típicamente, el aceite y los sólidos en suspensión se eliminan del agua de producción antes de la inyección para reducir el taponamiento del pozo y la obstrucción de la formación debido a los productos químicos que forman incrustaciones o al crecimiento microbiano. Alternativamente, si no se lleva a cabo ningún tratamiento, se pueden realizar revisiones periódicas del fondo del pozo para eliminar las obstrucciones de la formación.

Según datos estadísticos del Departamento de Recursos Naturales de Ohio y la División de gestión de recursos de petróleo y gas, en los EE.UU. hay más de 150.000 pozos de inyección Clase II, aproximadamente 40.000 son pozos de eliminación de fluidos de desecho para operaciones de petróleo y gas.

6.2.1.2. Disposición sobre el suelo: Esta técnica consiste en la aplicación directa de las aguas residuales de las operaciones de fracturación hidráulica al terreno y a las carreteras. La aplicación de tierra fue usada hasta hace poco en el Fayetteville Shale en Arkansas, pero hay restricciones para tal uso. Las aguas no se pueden aplicar a la tierra cuando el suelo está saturado, congelado o si la precipitación es inminente. Para que el agua sea aplicada a la superficie bajo los permisos de aplicación terrestre, debe tener una concentración de cloruro de menos de 5.000 mg/L y cumplir con las especificaciones de la Ración de Adsorción de Sodio (SAR). Si el contenido de cloruro es menor de 1.500 mg/L, también se puede utilizar agua en las carreteras para la supresión de polvo. Si las concentraciones de cloruro exceden los 5.000 mg/L, se requiere su disposición en pozos de disposición aprobados. La aplicación en tierra puede conducir a la contaminación ambiental a través de la escorrentía de contaminantes tóxicos en las aguas superficiales, por lo que los estados recientemente han prohibido la aplicación en tierra o el esparcimiento por carretera de aguas residuales de gas de esquisto bituminoso. Si no están prohibidas la aplicación en tierra y la dispersión por carretera, sólo deben autorizarse con sujeción a límites estrictos sobre las concentraciones de contaminantes y a medidas preventivas necesarias para limitar la escorrentía.

6.2.1.3. Eliminación de aguas residuales que contienen norm.: Las aguas residuales que contienen NORM de las operaciones de fracturación hidráulica son un tema de especial preocupación. La presencia de NORM en las aguas residuales condiciona las posibilidades de gestión de las mismas.

Las opciones de disposición permitidas actualmente bajo la mayoría de los programas estatales NORM incluyen: entierro en una instalación de disposición final con licencia NORM o de desechos radiactivos de bajo nivel (LLRW), encapsulación en el fondo del pozo dentro del revestimiento del pozo que está a punto de ser taponado y abandonado, e inyección subterránea en una formación subterránea.

La industria y sus reguladores están interesados en identificar alternativas de eliminación rentables que todavía proporcionen una protección adecuada de la salud humana y el medio ambiente. Una de las alternativas que se están considerando es la eliminación de los residuos que contienen NORM en vertederos a los que sólo se permite aceptar residuos no peligrosos.

6.2.1.4. Reúso: Esta técnica de gestión de las aguas residuales consiste en reemplazar dichas aguas en futuras operaciones de fracturamiento hidráulico u otros fines, para ello es importante el uso de tecnologías y tratamiento de tal manera que el agua quede en las condiciones adecuadas para poder ser reutilizada, y de este modo disminuir los volúmenes de captación de agua fresca.

6.3. TRATAMIENTO DEL FLUIDO DE RETORNO PARA LA REUTILIZACIÓN EN OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

En promedio aproximadamente el volumen del fluido de retorno puede estar en el rango de 10 a 50 % del volumen inicial inyectado de fluido de fracturamiento¹⁸, lo que representa un alto volumen de agua a ser tratada para reutilizarla en futuras operaciones de fracturamiento hidráulico, para ello se emplean diversas tecnologías, procesos y esquemas de tratamiento para llevar esos fluidos de retorno a las condiciones óptimas de calidad, para poder ser reutilizados u optar por alguna de las técnicas de gestión de las aguas producidas, para disponer de manera segura dichos fluidos de retorno. Es importante reutilizar esos volúmenes de fluidos de retorno para disminuir las cantidades de agua empleadas para la preparación de los fluidos de fracturamiento.

Las diferentes tecnologías de tratamiento basan sus principios operacionales en fundamentos físicos, químicos y algunos biológicos, dependiendo del tipo de efecto

¹⁸ JIANG,Xi. Caracterización de la calidad de flujo de retorno para pozos horizontales en el campo de Wattenberg. Tesis de Magíster en ciencias, Colorado: Universidad del estado Colorado. 2013, 3p.

que se quiera conseguir sobre el fluido a tratar, además es importante destacar el grado de eficiencia de las tecnologías, puesto que algunos procesos resultan ser más efectivos al momento de remover contaminantes del fluido de retorno en comparación de otros. De acuerdo a lo anterior es fundamental diseñar el esquema de tratamiento adecuado que lleve el fluido de retorno a tratar, a las condiciones óptimas de calidad requeridas por los operadores.

6.3.1. Variables de interés para la reutilización de los fluidos de retorno.: El agua producida varía ampliamente en cantidad y calidad, dependiendo del método de extracción, el tipo de yacimiento, la ubicación geográfica y la geoquímica de la formación productora. La mayor parte del agua producida requiere tratamiento para hacerla apta para el reciclaje, ya que contiene componentes naturales y aditivos químicos.

Los componentes químicos del flowback pueden interferir con la funcionalidad de los aditivos en el fluido de fracturamiento. Entre otras cosas, pueden ocurrir problemas de incrustaciones y taponamientos en el pozo. La tabla 15 muestra los principales parámetros de interés para la reutilización del fluido de retorno relacionados con los problemas asociados al mismo.

Tabla 15: Parámetros de interés para la reutilización del flowback como líquido fracturante y cuestiones relacionadas.

CONSECUENCIA	CAUSA
Taponamiento	Partículas Sólidos en Suspensión
Estabilidad de fluidos, interferencia con reductores de fricción.	Aceite y Grasa Orgánicos Disueltos Orgánicos Volátiles TDS

	Cloruros
	Hierro
	Dureza (Ca, Mg)
	Bario
	Estroncio
	Silicio
	Sulfatos
Escamas	Metales (Bario y Estroncio)
Conteo Biológico	Crecimiento bacteriano
Radioactividad	NORM

Fuente: VADILLO, Lucas. Revisión de la gestión del agua relacionada con las actividades de shale gas en los Estados unidos, Canadá y Europa. M4ShaleGas, 2015. p. 47.

En la tabla anterior fueron presentados algunos parámetros de interés a ser considerados durante el tratamiento del fluido de retorno, siendo de gran interés conocer el efecto de los contaminantes sobre la calidad del fluido y los daños o consecuencias que estos pueden ocasionar a la integridad de la formación o a la del pozo y como tal al desarrollo de la operación de fracturamiento hidráulico.

6.3.1.1. Concentraciones máximas de componentes necesarias para la reutilización del fluido de retorno.: Las opiniones varían ampliamente sobre la calidad del agua que puede utilizarse para la fracturación hidráulica. Por ejemplo, algunos de los operadores insisten en usar una fuente de agua de muy bajo contenido de TDS para evitar problemas de incrustaciones en las tuberías de fondo del pozo, mientras que otros han reportado cierto éxito en el uso de un suministro de agua de 26.000 mg/L de cloruros en el esquisto de la formación Marcellus. Algunos operadores están considerando el uso de salinidad uniforme de hasta 120.000 mg/L de TDS con baja dureza y contaminantes que causan incrustaciones. Algunos expertos consideran que la salinidad del agua equivalente a la del agua de mar, es decir, unos 35.000 mg/L de TDS, puede utilizarse para la fracturación hidráulica.

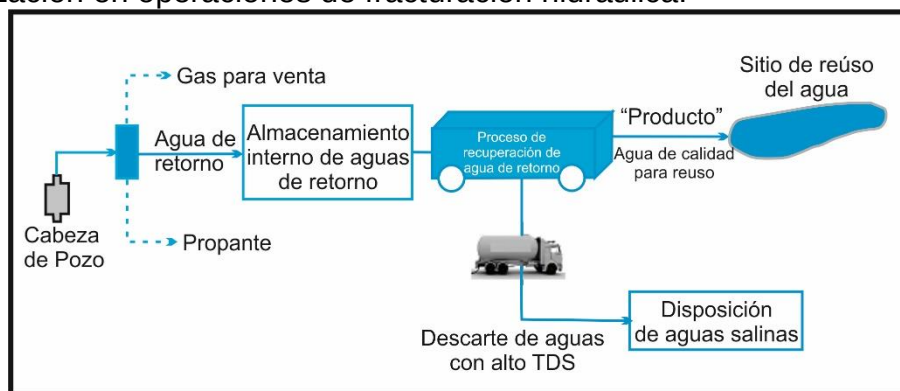
6.3.2. Tecnologías de tratamiento del fluido de retorno: Las tecnologías de tratamiento de agua ofrecen oportunidades para que la industria reutilice el fluido de retorno de las operaciones de fracturación hidráulica. Esta reutilización del agua reduciría la demanda en los sistemas de agua regionales. Debido a la variabilidad cuantitativa y cualitativa del fluido de retorno y a su evolución a lo largo del tiempo, existen muchos tipos diferentes de tecnologías para tratarlo.

Existen varias opciones generales para reutilizar/reciclar las aguas residuales producto de las operaciones en yacimientos en roca generadora que se utilizan actualmente en los Estados Unidos.

- **Reutilización directa sin tratamiento:** Implica la mezcla de agua producida con agua dulce para el trabajo de fracturación subsiguiente. Esta técnica tiene un costo mínimo, pero también algunas limitaciones como el potencial taponamiento de pozos debido al alto contenido de sólidos totales disueltos y arena en el agua.

- **Tratamiento y reutilización in situ:** Reacondicionar las aguas residuales mediante tratamiento químico o de filtración. Tiene un costo moderado, pero minimiza el potencial de problemas de obstrucción de pozos.
- **Tratamiento y reutilización fuera de las instalaciones:** Estas técnicas implican un tratamiento químico o térmico. Presenta altos costos de transporte, pero un potencial mínimo de taponamiento de pozos.
- **Eliminación externa mediante inyección subterránea profunda:** Esta técnica presenta una mayor eliminación de aguas producidas y altos costos de transporte y eliminación.

Figura 12: Esquema general del proceso de recuperación de aguas residuales para su reutilización en operaciones de fracturación hidráulica.



Fuente: VADILLO, Lucas. Revisión de la gestión del agua relacionada con las actividades de shale gas en los Estados unidos, Canadá y Europa. M4ShaleGas, 2015. p. 52.

Tabla 16: Se muestra un resumen del tratamiento actual del agua más comúnmente utilizado en los yacimientos no convencionales de los Estados Unidos.

CONTAMINANTES A ELIMINAR	TECNOLOGÍA DE TRATAMIENTO
TSS	Asentamiento

	Filtración Flotación Hidrociclón
Aceite y Grasa	Asentamiento Hidrociclón Flotación Oxidación
Orgánicos Solubles	Biorreactores
Cationes Divalentes	Intercambio Iónico Nanofiltración
Salinidad	Destilación Térmica Osmosis Inversa Destilación por membrana

Fuente: VADILLO, Lucas. Revisión de la gestión del agua relacionada con las actividades de shale gas en los Estados unidos, Canadá y Europa. M4ShaleGas, 2015. p. 53.

6.3.2.1. Tratamientos básicos: Las tecnologías básicas de tratamiento incluyen separación física, coagulación, electrocoagulación, sedimentación y desinfección. Estas tecnologías son eficaces para eliminar el total de sólidos en suspensión (TSS), aceite y grasa, compuestos formadores de incrustaciones y metales, y pueden minimizar la actividad microbiana. Las tecnologías básicas de tratamiento generalmente preceden a las tecnologías de desalinización para proteger los procesos aguas abajo de obstrucciones y daños. El tratamiento básico se incorpora típicamente en una instalación de tratamiento permanente (es decir, en un lugar fijo), pero también puede formar parte de una unidad móvil para aplicaciones de tratamiento in situ.

Las Principales tecnologías de tratamiento básico de aguas residuales de fracturación hidráulica, utilizadas en EE. UU y Canadá, así como sus aplicaciones se describen a continuación:

➤ **Estanque de decantación:** Los estanques de decantación están abiertos a la atmósfera y utilizan la gravedad para separar y eliminar los sólidos en suspensión. El tiempo de retención es suficiente para que las partículas grandes se asienten. Las partículas acumuladas en el fondo se eliminan y se envían a los vertederos. Los contaminantes objetivo son sólidos en suspensión, hierro y manganeso y productos químicos orgánicos, es posible obtener mayores eficiencias mediante la adición de productos químicos. Esta técnica se utiliza frecuentemente después de procesos biológicos y de coagulación/floculación convencional. Los estanques de sedimentación son fáciles de operar y requieren un mantenimiento mínimo, pero ofrecen una pobre eliminación de aceite y grasa.

➤ **Sedimentador de placas.:** Esta tecnología utiliza la gravedad para separar y eliminar los sólidos en suspensión, proporcionando una separación inicial. En combinación con la coagulación y floculación convencional, se pueden separar compuestos agregados como hierro, manganeso, zinc, materia orgánica y radionúclidos. Las partículas suspendidas medias y pesadas (arena, arcilla, limo) pueden separarse de la corriente principal de agua. Por lo general, el agua fluye de una unidad de coagulación/floculación que se asienta antes. En el sedimentador, el agua fluye hacia arriba a través de placas inclinadas. Los sedimentadores de placas reducen el tiempo necesario para el asentamiento al operar en la dirección inversa del mecanismo de separación. Tiene algunas limitaciones como la mala eliminación de aceite y grasa.¹⁹

¹⁹ ESCUELA DE MINAS DE COLORADO. Esquema integrado para el tratamiento y gestión del agua producida. Primera edición, 2009. p. 44.

➤ **Desarenador hidrociclónico.:** Los hidrociclones se utilizan para separar los sólidos de los líquidos en función de la densidad de los materiales a separar, los hidrociclones utilizan la fuerza centrípeta para separar y eliminar los sólidos en suspensión, el ángulo de la sección cónica determina el rendimiento y la capacidad de separación del hidrociclón. El agua se bombea a la entrada tangencial a la pared, la trayectoria de flujo en espiral del agua hace que las partículas impacten en las paredes del separador. Las partículas más pesadas caen al fondo; las partículas más ligeras pueden formar una capa de torta en la pared de entrada y caer al fondo en grupos.

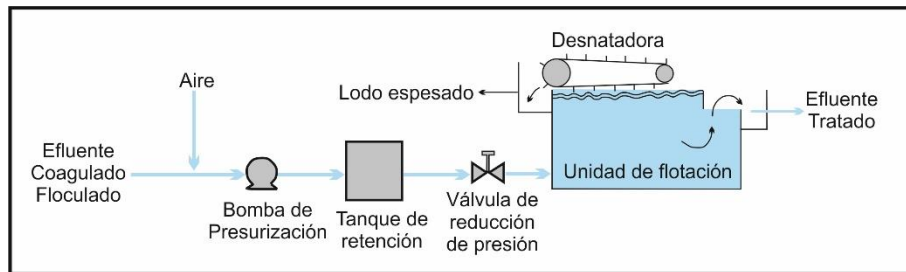
Los hidrociclones pueden utilizarse para separar líquidos y sólidos o líquidos de diferentes densidades. Los hidrociclones pueden utilizarse para eliminar las partículas y el aceite del agua producida. Dependiendo del modelo de hidrociclón empleado, pueden eliminar partículas en el rango de 5 a 15 μm . Los hidrociclones no eliminan los componentes solubles de aceite y grasa; no es necesario un pretratamiento y permite el uso de unidades móviles.²⁰

➤ **Flotación por aire disuelto:** La flotación es un proceso en el que se utilizan burbujas finas de gas para separar pequeñas partículas suspendidas que son difíciles de separar por sedimentación. El gas se inyecta en el agua a tratar y las partículas y gotas de aceite suspendidas en el agua se adhieren a las burbujas de aire y ambas suben a la superficie. Como resultado, la espuma se desarrolla en la superficie, la cual es comúnmente removida por medio de la espumación. El gas disuelto puede ser aire, nitrógeno u otro tipo de gas inerte. La flotación de aire/gas disuelto también puede ser usada para remover componentes volátiles orgánicos,

²⁰ ESCUELA DE MINAS DE COLORADO. Esquema integrado para el tratamiento y gestión del agua producida. Primera edición, 2009. p. 11.

aceite y grasa. Las unidades de flotación por aire disuelto se han utilizado ampliamente para el tratamiento del agua de producción.²¹

Figura 13: Unidad de flotación.



Fuente: ESCUELA DE MINAS DE COLORADO. Esquema integrado para el tratamiento y gestión del agua producida. Primera edición, 2009. p. 13.

➤ **Coagulación convencional:** La coagulación es el proceso de aglomeración de partículas pequeñas e inestables en partículas más grandes para promover la sedimentación. Los coagulantes químicos como el alumbre, el cloruro de hierro y los polímeros pueden utilizarse para precipitar los TSS, algunos sólidos disueltos (excepto los iones monovalentes como el sodio y el cloruro) y los metales de las aguas residuales de fracturación hidráulica. Ajustar el pH utilizando productos químicos como la cal o la soda cáustica puede aumentar la posibilidad de que algunos constituyentes, incluidos los metales disueltos, formen precipitados. El proceso también puede reducir las concentraciones de sulfato y carbonato en el agua tratada. Esta técnica se utiliza generalmente en combinación con otras como sedimentadores de placas.

➤ **Electrocoagulación:** La electrocoagulación (EC) es un proceso eléctrico y tiene la capacidad de desestabilizar aceites emulsionados, contaminantes, metales

²¹ Ibíd., p.13.

y partículas submicrónicas, cuando el agua contaminada pasa a través de las celdas de EC, las partículas cargadas principalmente negativamente, se combinan con una carga positiva de las placas de las celdas, que inicia el proceso de coagulación. Las partículas se aglomeran en partículas más grandes y se elevan hacia arriba o se depositan en el fondo de la columna de agua. Se ha informado de que el proceso puede reducir o eliminar: metales pesados (incluidos el cobre, el zinc, el plomo, el arsénico y el cromo hexavalente), la turbidez, el TSS, las bacterias, el fósforo, la desemulsificación del petróleo, la demanda química de oxígeno (DQO), la demanda bioquímica de oxígeno (DBO) y los sulfuros. Este proceso no elimina el TDS.

➤ **Electroflotación:** Se utiliza una corriente eléctrica para crear gas disuelto (hidrógeno u oxígeno) a partir del agua que levanta las partículas de la solución. Al igual que la flotación por aire disuelto, captura aceites, grasas y partículas ligeras, y las lleva a la superficie. La espuma se extrae de la superficie, los sólidos se raspan del fondo y el agua clarificada se descarga desde el centro del reactor.

➤ **Biorreactor:** Los biorreactores utilizan procesos microbianos naturales para eliminar los compuestos biodegradables. Los reactores plantados con cultivos microbianos activos tratan el agua de producción entrante. Los reactores biológicos generalmente incluyen difusores para añadir oxígeno y promover reacciones aeróbicas y degradación. El aceite, la grasa, los hidrocarburos, los productos químicos de fractura y la materia orgánica natural pueden ser fácilmente biodegradables. Esta técnica también puede remover el hierro y manganeso (de la oxidación durante la aireación). Los biorreactores necesitan una menor demanda química que los sistemas convencionales de coagulación y floculación y pueden instalarse en sistemas modulares. Como limitaciones, la técnica requiere un cultivo microbiano estable y robusto y un sistema de post-tratamiento.

➤ **Desinfección:** Algunas aplicaciones de fracturación hidráulica pueden requerir desinfección para matar las bacterias después del tratamiento y antes de

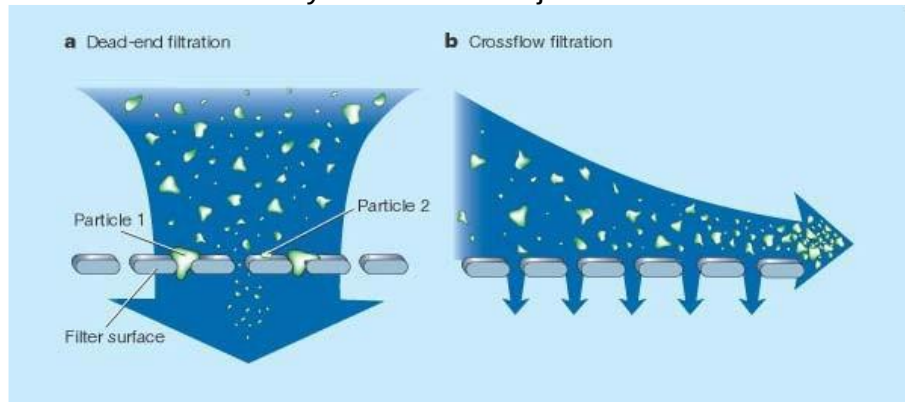
su reutilización. El cloro es un desinfectante común. También se puede utilizar dióxido de cloro, ozono o luz ultravioleta. Este es un paso importante para el agua reutilizada porque las bacterias pueden causar problemas para operaciones de fracturación hidráulica adicionales al multiplicarse rápidamente y causar acumulación en el pozo, lo que disminuye la eficiencia de la extracción de hidrocarburos.

➤ **Microfiltración /ultrafiltración:** La microfiltración y la ultrafiltración consisten en un sistema de membrana que filtra las partículas más grandes y, por lo tanto, sólo se utilizan para el pre tratamiento o la eliminación de partículas. Estas membranas utilizan presión o succión para filtrar el agua a través de una membrana porosa. Los módulos de microfiltración y ultrafiltración suelen combinarse con otros procesos de tratamiento en remolques contenedorizados para el tratamiento de reciclaje de agua producida in situ, como los hidrociclones, seguidos de microfiltración o ultrafiltración para partículas más pequeñas y material coloidal y antes de un proceso de desalinización. Los contaminantes objetivo son partículas de trazas, aceite y grasa y compuestos orgánicos de gran peso molecular, pero estos procesos no reducen el TDS.

La microfiltración (MF) tiene el mayor tamaño de poro (0,1-3 micras) de la amplia variedad de sistemas de filtración por membrana. Los tamaños de los poros de ultrafiltración (UF) van de 0,01 a 0,1 micras. En términos de tamaño de poro, la microfiltración llena el vacío entre la ultrafiltración y la filtración de medios granulares. Ambos procesos requieren una baja presión transmembrana (1-30 psi) para operar, y ambos se utilizan ahora como pre tratamiento para tecnologías de desalinización como la ósmosis inversa, la nanofiltración y la electrodiálisis, pero no pueden eliminar la sal por sí mismos. Las recuperaciones típicas pueden oscilar

entre el 85% y el 95%. Las tasas de flujo varían de 20 a 100 gpd/ft² (gfd) dependiendo de la aplicación.²²

Figura 14: Filtración sin salida y filtración de flujo cruzado.



Fuente: ESCUELA DE MINAS DE COLORADO. Esquema integrado para el tratamiento y gestión del agua producida. Primera edición, 2009. p. 21.

6.3.2.2. Tratamientos avanzados: Las tecnologías avanzadas de tratamiento de agua se utilizan cuando las necesidades de tratamiento son mayores. Por ejemplo, se utilizan en el tratamiento de fuentes de agua alternativas para la fracturación hidráulica, la reutilización interna en la industria, o incluso el uso beneficioso de aguas residuales tratadas para aplicaciones alternativas fuera de las instalaciones.

El tratamiento avanzado comprende tecnologías tales como: tecnologías de tratamiento de membranas (ósmosis inversa, nanofiltración, ultrafiltración, microfiltración, electrodialisis, ósmosis directa y destilación de membranas), tecnologías de destilación térmica, cristalizadores, intercambio iónico y adsorción. Estas tecnologías son eficaces para la eliminación de TDS y/o compuestos específicos.

²² ESCUELA DE MINAS DE COLORADO. *Op cit.*, p. 21-22.

➤ **Tratamiento de membranas:** Los procesos de membrana impulsados por presión, incluyendo la microfiltración, ultrafiltración, nanofiltración, ósmosis inversa, ósmosis directa y destilación de membrana, se están utilizando en algunos entornos para tratar las aguas residuales. Estos procesos utilizan la presión hidráulica para superar la presión osmótica del flujo de residuos del afluente, forzando al agua limpia a través de la membrana.

➤ **Nanofiltración y ósmosis inversa:** La nanofiltración y la ósmosis inversa son procesos de filtración de membrana de flujo cruzado. Ambos tipos de membrana actúan sobre iones o moléculas cargadas. Las moléculas no cargadas pasarán a través de la membrana, dependiendo del tamaño. Algunas moléculas pueden ser demasiado grandes para pasar a través de la membrana y se mantienen en el concentrado de residuos.

Las membranas de nanofiltración tienen un mayor índice de transporte de sal y retienen preferentemente iones cargados más altos como el calcio y el sulfato que las membranas de ósmosis inversa. Dependiendo de las propiedades específicas de la membrana, el rechazo de los iones monovalentes, como el nitrato, el sodio y el cloruro, será tan bajo como el 45 por ciento. Las membranas de ósmosis inversa, por definición, tienen una tasa de transporte de sal muy baja y rechazan hasta el 99,5 por ciento de todos los iones disueltos. La nanofiltración y la ósmosis inversa se utilizan normalmente en conjunto.

Las membranas de nanofiltración están diseñadas para rechazar contaminantes tan pequeños como 0,001 μm . Esto permite que la nanofiltración logre un alto rechazo de iones divalentes, metales (>99% de MgSO_4) y radionúclidos. La calidad del permeado de NF depende de la composición del agua de alimentación y de las

condiciones de funcionamiento. Alto rechazo (>99%) de iones divalentes más grandes y metales con un rechazo moderado (<90%) de sales monovalentes.²³

➤ **Osmosis directa:** La ósmosis directa es un proceso osmótico que utiliza una membrana semipermeable y una solución de drenaje como fuerza motriz para separar el agua de los solutos disueltos. Las soluciones de arrastre deben tener un mayor potencial osmótico debido a la mayor concentración de soluto que el agua de alimentación; de lo contrario, el movimiento fluiría de la solución de arrastre al agua de alimentación. A medida que el agua de alimentación fluye a lo largo de la superficie de la membrana semipermeable, el agua del producto se mueve a través de la membrana, diluyendo la solución de accionamiento. De este modo, la solución de accionamiento se diluye continuamente a lo largo de la trayectoria del flujo, aumentando su volumen, y la solución de alimentación se concentra continuamente a lo largo de la trayectoria del flujo, disminuyendo su volumen.

Las membranas de ósmosis directa son capaces de rechazar todas las partículas y casi todos los constituyentes disueltos (más del 95% de rechazo de TDS). Estos atributos también permiten que la osmosis directa logre recuperaciones teóricas muy altas al mismo tiempo que minimiza las demandas químicas y de energía.²⁴

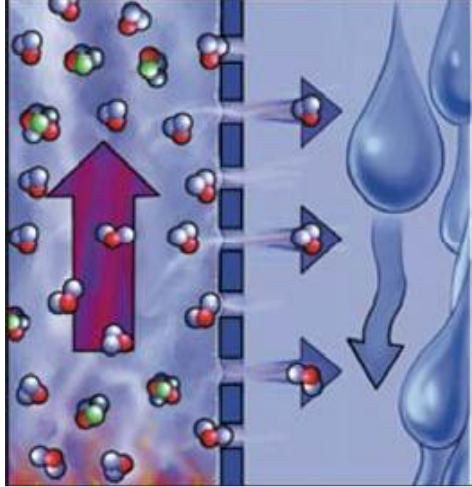
➤ **Destilación por membrana:** La destilación por membrana es un proceso de separación por membrana impulsado térmicamente en el que los constituyentes se separan a medida que la solución de alimentación calentada pasa a través de la membrana en forma de vapor y se condensa en el agua del producto refrigerado. Se requiere una fuente de agua fría limpia para iniciar el proceso. La destilación por membrana puede utilizarse en las mismas aplicaciones que la ósmosis inversa o la nanofiltración cuando existen fuentes suficientes de calor y refrigeración

²³ ESCUELA DE MINAS DE COLORADO. *Op cit.*, p. 34.

²⁴ ESCUELA DE MINAS DE COLORADO. Esquema integrado para el tratamiento y gestión del agua producida. Primera edición, 2009. p. 44.

disponibles. La destilación por membrana es capaz de eliminar el TDS, pero los compuestos volátiles pueden transferirse preferentemente a través de la membrana.

Figura 15: Ilustración generalizada de los principios de la DM.



Fuente: ESCUELA DE MINAS DE COLORADO. Esquema integrado para el tratamiento y gestión del agua producida. Primera edición, 2009. p. 40.

Una corriente de alimentación caliente que contiene varios solutos no volátiles y flujo de agua en el lado izquierdo de la membrana. El vapor de agua se difunde a través de la membrana y se condensa en un destilado frío a la derecha.

La recuperación puede mejorarse a más del 80% cuando se combina con tecnologías de cristalizadores para reducir la incrustación. Para el pretratamiento, los procesos MD requieren un pre-filtro para eliminar las partículas grandes y la eliminación completa de cualquier surfactante presente en el flujo de alimentación.²⁵

➤ **Destilación térmica:** La destilación térmica utiliza la evaporación para producir agua limpia y destilada del fluido de retorno. Los diversos esquemas evaporativos que se pueden utilizar dentro de este proceso son generalmente

²⁵ ESCUELA DE MINAS DE COLORADO. *Op cit.*, p. 40-41.

insensibles a las incrustaciones y, por lo tanto, son más efectivos a concentraciones de TDS más altas (>150.000 mg/L) que otras tecnologías de tratamiento.

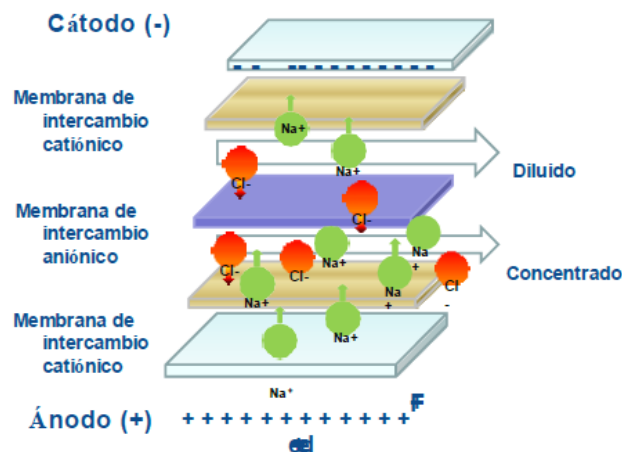
Como la ósmosis inversa, estos procesos son intensivos en energía y se utilizan cuando el objetivo es agua muy limpia (es decir, TDS menos de 500mg/L) para descarga directa/indirecta o si se necesita agua limpia para su reutilización. Al igual que con los procesos de membrana, las incrustaciones son un problema con estas tecnologías, y es posible que se necesiten inhibidores de incrustaciones para que funcionen eficazmente.

➤ **Intercambio iónico:** Los procesos de intercambio iónico son reacciones químicas reversibles para eliminar los iones disueltos de la solución, sustituyéndolos por iones de menor interés de la misma carga. Por ejemplo, cada ion de calcio se intercambia por dos iones de sodio o de bario. Las gotas de resina de intercambio iónico tienen cargas superficiales (es decir, negativas para gotas de resina de intercambio catiónico y positivas para gotas de resina de intercambio aniónico) y afinidades para ciertos iones sobre otros dependiendo de la concentración y el pH. El intercambio iónico es efectivo en la eliminación de TDS, aniones como: fluoruro, nitrato, selenita, cromato o uranio y una amplia gama de metales, incluyendo NORM (Ra226/228, uranio y emisores de partículas beta). El uso más común del intercambio de iones es eliminar preferentemente el sodio, agua tratada que contenga menos de 10 mg/L de sodio. Esta tecnología se limita a aguas residuales con concentraciones de TDS inferiores a 5.000 mg/L y requiere operaciones de pretratamiento (desaceitado, ablandamiento, eliminación de TSS, etc.) y regeneración periódica.

➤ **Electrodialisis:** El proceso de tratamiento de electrodialisis (ED) es similar al intercambio iónico en el que los iones disueltos presentes en el agua tienen una carga positiva o negativa y son atraídos por electrodos con una carga eléctrica opuesta. La ED difiere de un proceso normal de intercambio iónico al utilizar membranas catiónicas y aniónicas selectivas para segregar los iones cargados

extraídos de una solución acuosa. En la electrodiálisis, las membranas que permiten el paso de cationes o aniones (pero no ambos) se colocan entre un par de electrodos. Dependiendo del número de etapas presentes en una unidad de electrodiálisis, este tratamiento puede eliminar aproximadamente entre un 25% y un 60% de TDS). La electrodiálisis también es capaz de eliminar y/o reducir aluminio, bario, bromuro, cadmio, calcio, cloruro, cobre, cianuro, potasio y componentes orgánicos volátiles (VOCs).²⁶

Figura 16: Diagrama esquemático de una pila de electrodiálisis.



Fuente: ESCUELA DE MINAS DE COLORADO. Esquema integrado para el tratamiento y gestión del agua producida. Primera edición, 2009. p. 36.

➤ **Cristalización:** La cristalización es una tecnología basada en el equilibrio separación y evaporación que utiliza la energía como agente separador y puede estar compuesta por una combinación de procesos de tratamiento que son más eficientes energéticamente a la hora de eliminar el agua de las aguas con menos TDS. La cristalización puede generar agua limpia a partir de salmueras saturadas o incluso cristalizantes con sólidos disueltos totales (TDS) en concentraciones de

²⁶ ESCUELA DE MINAS DE COLORADO. *Op cit.*, p. 36-37.

hasta 650.000 mg/L. En un cristalizador de sal, el análisis típico del condensado resultante muestra un contenido típico de sal residual no superior a 50 mg/L; se pueden lograr tasas de retorno del 95% de las aguas de retorno y de producción. Este proceso también elimina eficientemente los cloruros de sodio y calcio, así como los metales pesados en el efluente generado en la producción de gas de esquisto. Además de las sales cristalizadas, el agua y/o vapor efluente tratado.²⁷

6.3.2.3. Otras tecnologías.

➤ **Filtros biológicos aireados:** El término filtro biológico aireado (BAF) se refiere a una clase de tecnologías, incluidos los procesos de crecimiento con película fija y adherida, los filtros de desbaste, los filtros intermitentes, los filtros de lecho compacto y los filtros de goteo convencionales. Un BAF consiste en medios permeables, tales como rocas, grava o medios plásticos. El agua a tratar fluye hacia abajo sobre el medio y con el tiempo genera una película microbiana en la superficie del medio.

Los filtros biológicos aireados pueden eliminar aceite, sólidos en suspensión, amoníaco, nitrógeno, demanda química de oxígeno (DQO), demanda bioquímica de oxígeno (DBO), hierro, manganeso, metales pesados, productos orgánicos solubles, oligoelementos y sulfuro de hidrógeno.

La capacidad de remoción de los BAFs depende de la tasa de carga hidráulica del filtro y de la calidad del agua. Las siguientes son las capacidades aproximadas de eliminación de esta tecnología: nitrificación del 60 al 90% y nitrógeno total del 50 al 70%, aceite del 70 al 80%, 30 al 60% DQO, 85 al 95% DBO y 75 a 85% de sólidos en suspensión.²⁸

²⁷ VADILLO, Lucas. Revisión de la gestión del agua relacionada con las actividades de shale gas en los Estados Unidos, Canadá y Europa. M4ShaleGas, 2015. p. 50-60.

²⁸ ESCUELA DE MINAS DE COLORADO. *Op cit.*, p. 8.

➤ **Adsorción:** La adsorción se puede lograr usando una variedad de materiales, incluyendo zeolitas, alúmina activada y carbón activado. Los productos químicos no son necesarios para el funcionamiento normal de los procesos de adsorción. Periódicamente, el material se lava a contracorriente para eliminar las partículas grandes atrapadas entre los huecos del material.

La adsorción se utiliza generalmente como un proceso unitario en un tren de tratamiento y no como un proceso independiente. La adsorción tiene una eficiencia de eliminación mayor del 80% de los metales pesados y con una recuperación de casi el 100% del agua del producto.²⁹

➤ **Filtración:** La filtración puede ser realizada usando una variedad de diferentes tipos de medios: cáscara de nuez, arena, antracita y otros.

La filtración no elimina los iones disueltos y el rendimiento de los filtros no se ve afectado por las altas concentraciones de sal, por lo tanto, la filtración se puede utilizar para todos los niveles de TDS, independientemente del tipo de sal. La filtración se puede utilizar para eliminar el aceite y la grasa y el TOC del agua producida. Las eficiencias de remoción pueden ser mejoradas empleando coagulación aguas arriba del filtro.³⁰

➤ **Oxidación:** El tratamiento de oxidación química se puede utilizar para eliminar hierro, manganeso, azufre, color, sabor, olor y productos químicos orgánicos sintéticos. La oxidación química se basa en reacciones de oxidación/reducción, que consisten en dos medias reacciones: la reacción de oxidación en la que una sustancia pierde o dona electrones, y una reacción de reducción en la que una sustancia acepta o gana electrones.

²⁹ ESCUELA DE MINAS DE COLORADO. *Op. cit.* p. 11.

³⁰ ESCUELA DE MINAS DE COLORADO. *Op cit.*, p. 16.

Los oxidantes comúnmente usados en aplicaciones de tratamiento de agua incluyen cloro, dióxido de cloro, permanganato, oxígeno y ozono. No se requiere ningún tratamiento previo para la oxidación.³¹

➤ **Desinfección por rayos ultravioleta:** La desinfección por radiación UV es una forma popular de desinfección primaria debido a su facilidad de uso, sin necesidad de productos químicos y sin formación de subproductos de desinfección. El agua se bombea a través de un reactor UV, que está equipado con una serie de lámparas UV que proporcionan dosis de desinfección de 30-50 mJ/cm². A medida que los patógenos se desplazan a través del reactor, son inactivados. Se exponen a la luz UV durante un período de tiempo predeterminado, dependiendo del nivel de desinfección deseado. Los reactores UV son típicamente canales cerrados para el tratamiento de agua potable y se instalan en canales abiertos para el tratamiento de aguas residuales.

La eliminación de los sólidos en suspensión del agua de alimentación a los rayos UV es importante para evitar que los sólidos en suspensión protejan a los microorganismos de los rayos UV. Este fenómeno se denomina "efecto sombra". La desinfección es típicamente el último paso del tratamiento en la mayoría de las instalaciones de tratamiento de agua.

La inactivación de contaminantes microbianos es del 90 a 99% de inactivación en función de la intensidad de los rayos UV y recuperación del 100% del agua. Requiere pretratamiento para eliminar altas concentraciones de partículas, manganeso, calcio, hierro y magnesio, lo que puede disminuir la eficacia de los rayos UV.

³¹ ESCUELA DE MINAS DE COLORADO. *Op cit.*, p. 17.

➤ **Flash multietapa:** El proceso de destilación flash multietapa (MSF) se basa en el principio de evaporación flash en el que el agua se evapora reduciendo la presión en lugar de aumentar la temperatura con calor/energía adicional. En MSF el agua de alimentación calentada fluye a una etapa con menor presión e inmediatamente hierve o se convierte en vapor. La alta eficiencia del proceso MSF se consigue precalentando agua de alimentación nueva mediante la captación del calor de condensación en cada cámara de destello o etapa. La presión de vapor en cada una de estas etapas se controla de manera que la salmuera calentada entre en cada cámara en las condiciones sobrecalentadas asociadas con la temperatura y la presión de cada etapa (cada una más baja que la etapa anterior) para inducir la ebullición/evaporación instantánea.

El rango de recuperaciones para el proceso convencional de desalinización de MSF se limita a aproximadamente al 10-20% para el agua de mar. Normalmente aplicable a un rango de TDS alto de hasta 40.000 mg/L, y todos los tipos de composición química del agua. ³²

➤ **Evaporación:** Los estanques de evaporación utilizan el ciclo natural del agua impulsado por la energía solar para evaporar el agua. Dependiendo de la calidad del agua producida, los estanques pueden estar revestidos para evitar la infiltración simultánea del agua en el subsuelo. En otros entornos geológicos, los estanques pueden colocarse en capas naturales confinadas, como suelos arcillosos ricos en bentonita, o esquistos expuestos que impiden la migración hacia abajo del agua subterránea.

Los estanques de evaporación pueden ser una opción viable en climas relativamente cálidos y secos con altas tasas de evaporación, terreno llano y bajos costos de tierra. Son típicamente económicos y se emplean sólo para flujos de

³² ESCUELA DE MINAS DE COLORADO. *Op cit.*, p. 60-61.

concentrado más pequeños. El agua producida puede ser manejada en pequeños estanques de evaporación. Desde un rango de TDS bajo de 2.000 mg/L hasta un TDS alto de >40.000 mg/L.³³

➤ **Desvaporización:** La desvaporización es un proceso que implica la humidificación- deshumidificación y la desalinización. Reduce los costos de energía mediante el uso de tecnología de intercambio de calor a contracorriente. El agua de alimentación se evapora mediante aire caliente, que se condensa como agua dulce en el lado opuesto de una pared de transferencia de calor.

Aplicable a TDS hasta 40.000 – 60.000 mg/L, la calidad del agua del producto es muy alta con TDS en el rango de 20-100 mg/L. El proceso también tiene una alta tasa de eliminación de metales pesados, orgánicos, y radionúclidos. La recuperación de agua del producto es de aproximadamente el 90%.³⁴

➤ **Separador api:** Un separador de agua/aceite por gravedad puede hacer flotar simultáneamente los aceites en el mismo estanque como un primer corte para la eliminación libre de aceite. Los separadores API están diseñados para proporcionar suficiente tiempo de residencia hidráulica para que las gotas de aceite de 150 micras o más se separen por las fuerzas de flotación, flotando el aceite a la superficie, donde puede ser rastrillado sobre un vertedero y ser enviado a un tanque de ventas. Este tipo inicial de tratamiento se puede realizar en tanques de almacenamiento, tanques de fractura o embalses.³⁵

➤ **Ozonización:** El ozono (O₃) es un oxidante muy fuerte y un desinfectante eficaz. El aire o el oxígeno puro pueden ser utilizados como fuente de alimentación de gas para producir ozono. El gas seleccionado pasa a través de un

³³ ESCUELA DE MINAS DE COLORADO. *Op cit.*, p. 84.

³⁴ ESCUELA DE MINAS DE COLORADO. *Op cit.*, p. 74-75.

³⁵ MI-SWACO. Fluido de fracturamiento proyecto de reuso del fluido de retorno. Canadá. Schlumberger Company, 2011. p.109.

deshumidificador y luego a un generador de ozono donde el gas es expuesto a una carga eléctrica para formar ozono. El ozono contendrá alrededor de 0,5 a 3,0% de ozono por peso, mientras que el oxígeno puro formará aproximadamente de dos a cuatro veces esa cantidad.

Después de la generación, el ozono se introduce en una cámara de contacto que contiene las aguas residuales a desinfectar. El ozono se dispersa en el agua generalmente mediante difusores de burbujas y se agita mecánicamente para asegurar que el ozono entre en contacto de manera uniforme dentro del agua en un corto período de tiempo, que varía de segundos a minutos, dependiendo del nivel de contaminación en el agua. Después de que el agua está en contacto con el ozono, los gases de escape producidos en la cámara de contacto deben ser tratados para destruir cualquier resto de ozono antes de liberar el agua a la atmósfera para evitar la toxicidad y los efectos corrosivos en el ambiente donde se va a usar el agua.

Una de las principales ventajas del uso del ozono en comparación con otros desinfectantes es que se puede lograr una eliminación del 100% de las bacterias, si se proporciona un pretratamiento adecuado para un tiempo de contacto suficiente. En aplicaciones de tratamiento de aguas residuales, se han reportado 100% de muerte bacteriana usando una dosis de 1,9 mg/L, con tiempos de contacto de 30 segundos a 10 minutos.³⁶

➤ **Evaporación por recompresión mecánica de vapor (mvr):** Este sistema de evaporación MVR es un proceso de eficiencia energética que utiliza un intercambiador de calor de carcasa muy compacto con una construcción de placa y marco y un diseño de película ascendente. Con este diseño, la ebullición se produce

³⁶ MI-SWACO. Op. Cit., p.

en una superficie húmeda, minimizando la deposición de sarro que se produce en las tecnologías térmicas convencionales.

Para el tratamiento de agua de reflujo fraccionado, el agua de alimentación se dosifica primero con flocculantes para coagular o flocular los sólidos en suspensión y las materias orgánicas. Las aguas residuales pasan a través de un separador mecánico inclinado de la planta para eliminar los flóculos formados. El efluente del separador es bombeado a la unidad evaporadora MVR para eliminar los sólidos disueltos. Se utiliza un compresor para añadir la energía necesaria para hervir el agua. El agua de alimentación pasa a través de dos intercambiadores de precalentamiento donde se absorbe el calor del destilado y se concentran los productos que salen del sistema. La alimentación entonces pasa a un circuito de recirculación donde el concentrado circula a través de un intercambiador de evaporador y un separador de vapor/líquido. Una porción del concentrado es hervida a vapor en el intercambiador del evaporador y separada del líquido en el recipiente separador.

La evaporación del MVR puede reciclar hasta el 85% del agua del flujo de retorno. Con un menor nivel de contaminación en el agua de alimentación, el sistema podría lograr una recuperación del 90% al 95% del agua. ³⁷

Figura 17: Resumen de tecnologías de tratamiento del flujo de retorno.

Proceso de tratamiento	Rango de operación TDS (ppm)	de extracción de petróleo.	R. de sólidos suspendidos	R de Fe	R y A de Ca y Mg	R de orgánicos solubles	R de trazas orgánicas	Desalinización	Ajuste de SAR	DBO	DQO	R de SiO_4^{-4} y B	Amonio	Metales pesados
------------------------	------------------------------	----------------------------	---------------------------	---------	------------------	-------------------------	-----------------------	----------------	---------------	-----	-----	------------------------------	--------	-----------------

³⁷ ESCUELA DE MINAS DE COLORADO. *Op cit.*, p. 93.

Separador API		X	X						
Hidrociclón	Amplio	X	X						
Flotación		X	X						
Sedimentación			X	X					
Filtración			X						
Tratamiento por UV	500					X			
Tratamiento Biológico	Bajo					X		X	
Adición de Químicos							X		
Floculación/Coagulación			X						
Intercambio Iónico	500-5000			X	X				X
Ozonización		X		X	X	X		X	X
Oxidación	<10000				X	X			
Electrocoagulación		X	X	X	X	X		X	X
Biorreactor	<30000	X	X		X				
Osmosis inversa	20000-47000				X		X		X
Osmosis Directa	500 - 70000	X	X				X		X
Ultrafiltración	1000 - 25000	X	X						
Nanofiltración	1000 - 25000	X	X	X	X		X		X
Destilación por membrana	500 - 70000						X	X	X
Flash multietapa	40000						X		

Des- vaporización	> 60000				X	
MVR (Recompresión mecánica de vapor)	80000 - 10000 0				X	
Electrodiálisis	> 80000		X	X	X	
Cristalización	> 50000				X	
Estanque de decantación		X	X		X	
Adsorción						X
Destilación	40000- 45000		X		X	

Tomado y modificado de: ARANGUREN CAMPOS, Fabián; CALDERÓN CARRILLO, Zuly; USURIAGA TORRES, José. Metodología selectiva de tecnologías para el tratamiento de fluidos de retorno post-fractura y reúso de agua en el fracturamiento hidráulico en yacimientos en roca generadora - una estrategia para reducir los impactos ambientales en Colombia. Colombia: CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, 2017. p. 6.

R: Remoción.

A: Ablandamiento.

SAR: radio de absorción de Sodio

1: 8% de remoción., **2:** Remoción > 99% de $MgSO_4$; remoción moderada de otros minerales (<90%), **3:** Remoción (60% - 80%) **4:** Remoción <50%, **5:** Remoción de Boro.

En general todos los fluidos de retorno tienen características fisicoquímicas diferentes, porque las formaciones a fracturar para lo cual son diseñados tienen propiedades litológicas y mineralógicas únicas, por ende la estructura y el diseño del fluido de fractura varía para cada formación; además, el agua de formación que ha estado durante muchos años almacenada en dichas formaciones contiene minerales disueltos propios de la formación que las alberga, y estos minerales disueltos en el agua de formación llegan a superficie durante el proceso de retorno

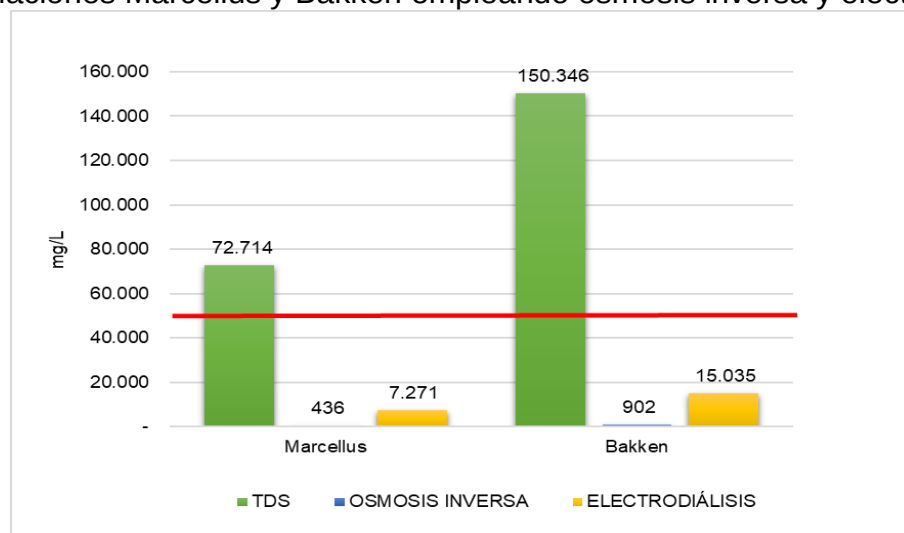
de los fluidos, por lo tanto esos minerales del agua de formación influyen en la fisicoquímica del fluido de retorno. Teniendo en cuenta lo anterior la elección de la tecnología para llevar a cabo el tratamiento del fluido de retorno depende de esas características fisicoquímicas y de los constituyentes que se deseen eliminar, partiendo del conocimiento de los principios que rigen el funcionamiento de cada tecnología, de las ventajas y desventajas que ofrecen frente a los distintos contaminantes con los que retornan los fluidos, se procede a realizar el esquema de las tecnologías más adecuadas para el tratamiento.

Para llevar a cabo el tratamiento del fluido de retorno resultado de las operaciones de yacimientos no convencionales, es necesario conocer las características fisicoquímicas de dicho fluido, realizando su respectiva caracterización para identificar así los componentes presentes en él, y establecer en que concentraciones se encuentran, posterior a esto se realiza un análisis comparativo con los requerimientos de calidad del agua base exigidos, para poder reutilizar el fluido de retorno en futuras operaciones de fracturamiento hidráulico, y de esta manera poder determinar que sustancias no cumplen con los parámetros de calidad del agua base y por ende deban tratarse; luego se procede a realizar la pre selección de las tecnologías más adecuadas a partir de las variables anteriormente analizadas, en determinadas situaciones diferentes procesos aplicaran para el tratamiento del fluido de retorno, apuntando especialmente en ubicar los parámetros que se encuentran fuera de los niveles de calidad requeridos y ubicarlos en concentraciones que permitan el reúso del fluido. Cabe resaltar la importancia del factor económico al momento de seleccionar y diseñar el esquema de tratamiento, como también las diferentes tecnologías que formaran parte de dicho proceso.

A continuación se presenta la evaluación de algunas tecnologías consideradas como tratamiento de los fluidos de retorno de las formaciones Marcellus, Bakken, Eagle Ford y Barnett, para determinar si es posible la reutilización del fluido de retorno en nuevas operaciones de fractura; cabe aclarar que la selección de las

tecnologías de tratamientos se priorizara sobre los parámetros más críticos del fluido de retorno entre los cuales se encuentran: TDS, TSS, Cloruros, Mg, Ca y Hierro; puesto que estos elementos presentes en el fluido de retorno en altas concentraciones pueden generar problemas operacionales como taponamientos o afectación en la estabilidad de fluidos.

Figura 18: Tratamiento de solidos totales disueltos en fluidos de retorno de las formaciones Marcellus y Bakken empleando ósmosis inversa y electrodiálisis.

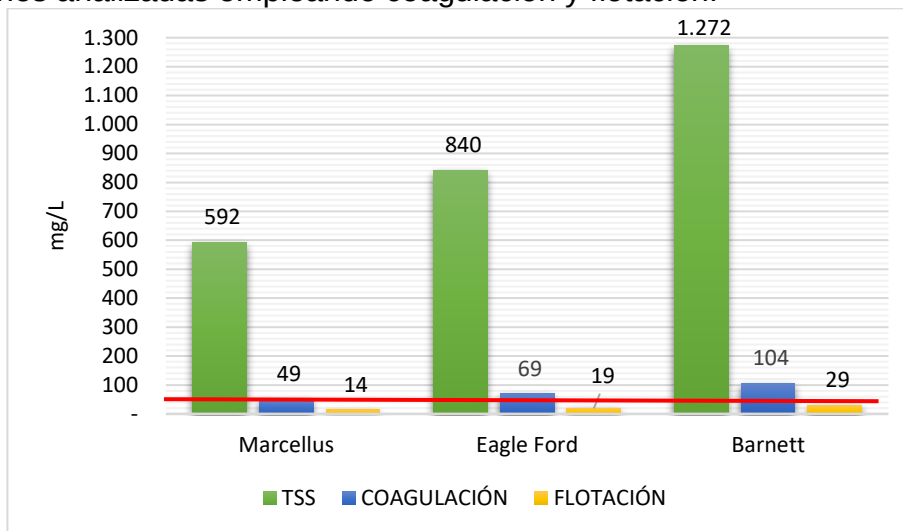


En la figura 17 se observa la concentración de TDS en los fluidos de retorno para las formaciones Marcellus y Bakken, los cuales no están en condiciones óptimas para ser reutilizados, por ello también se muestra la disminución en dicha concentración cuando el fluido de retorno es sometido a tecnologías de tratamiento como lo son: ósmosis inversa y electrodiálisis las cuales tienen un porcentaje de remoción teórico de TDS de 99,4% y 90%³⁸ respectivamente, logrando con ello poder ubicar las concentraciones de TDS muy por debajo del valor requerido por el

³⁸ ESCUELA DE MINAS DE COLORADO. Esquema integrado para el tratamiento y gestión del agua producida. Primera edición, 2009.

agua base para la preparación del fluido de fractura. En este caso dicho valor es 50.000 mg/L.

Figura 19: Tratamiento de sólidos suspendidos totales en fluidos de retorno de las formaciones analizadas empleando coagulación y flotación.



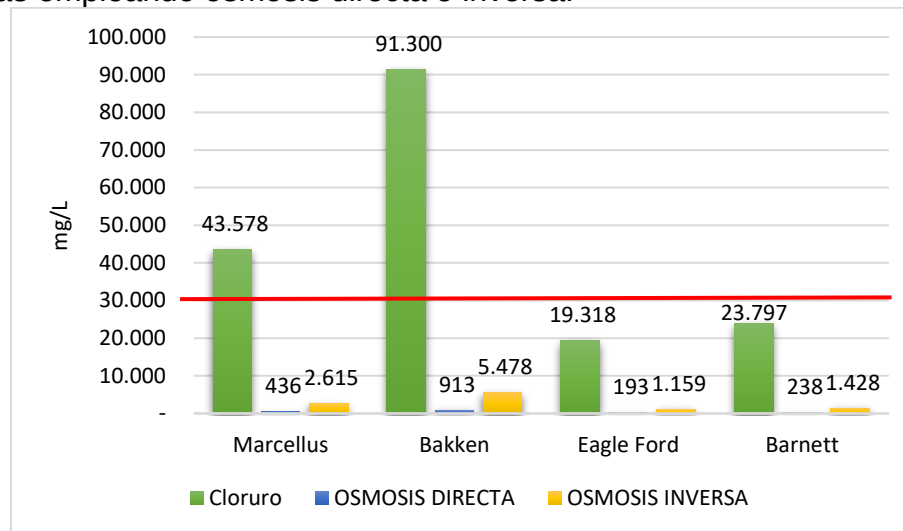
Las concentraciones de TSS en los fluidos de retorno superan el valor máximo requerido para poder reutilizarlos en futuras operaciones, en este caso de 50 mg/L, lo cual hace necesario aplicar un tratamiento para lograr el valor exigido, se considera la utilización procesos como coagulación y flotación con porcentajes de remoción teórica de 91,8%³⁹ y 72%⁴⁰ correspondientemente, con el proceso de coagulación la formación Marcellus cumple al límite con los requerimientos, pero para el caso de Eagle Ford y Barnett el fluido sigue incumpliendo el requisito lo que

³⁹ ARIAS LIZÁRRAGA, Dulce María; MÉNDEZ GÓMEZ, Evaristo. Remoción de sólidos en aguas residuales de la industria harinera de pescado empleando biopolímeros. En: Tecnología y Ciencias del Agua, mayo-junio, 2014, vol. 5, no. 3, 115-123p.

⁴⁰ ROJAS, Carlos, *et al.* Evaluación de la unidad de flotación de aire disuelto para agua de producción de petróleo. En: Revista Técnica de la Facultad de Ingeniería Universidad del Zulia. Abril, 2008, vol. 31 no.1., p.5-6.

hace necesario tratar el agua producto con la tecnología de flotación con la cual se logra dar cumplimiento con el valor exigido por el agua base.

Figura 20: Tratamiento de Cloruros (Cl) en fluidos de retorno de las formaciones analizadas empleando ósmosis directa e inversa.



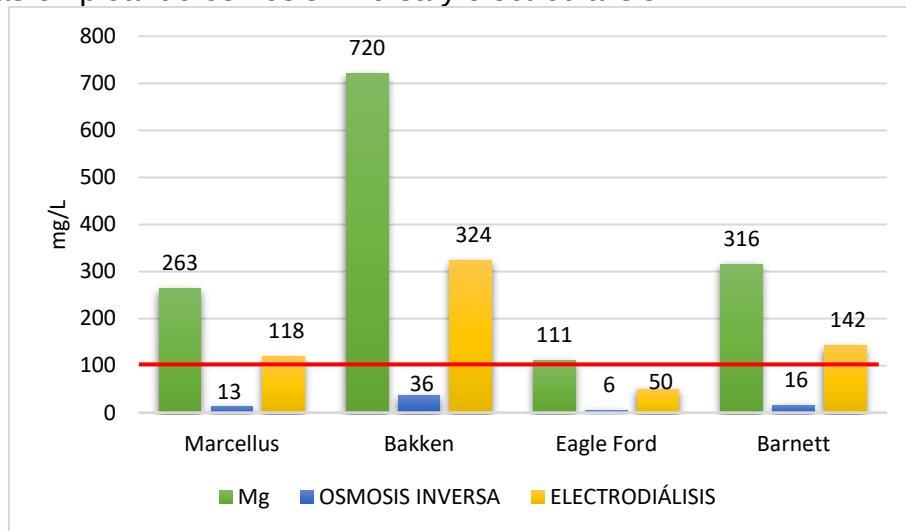
La osmosis inversa y la osmosis directa son tecnologías de tratamiento que permiten la remoción de los cloruros presentes en el fluido de retorno, las cuales tienen un porcentaje de remoción de 94%⁴¹ y mayor al 99%⁴² respectivamente. En los casos de estudio de las diferentes formaciones, se observa que para las formaciones Marcellus y Bakken la concentración de cloruros presente en el fluido de retorno supera ampliamente el límite exigido para el agua base, en este caso dicho valor corresponde a 30.000 mg/L. Una vez aplicadas al fluido de retorno las tecnologías de tratamiento mencionadas se observan que la concentración de cloruros disminuye considerablemente, dando cumplimiento al requisito de calidad exigido para el agua base. Por otro lado, para el fluido de retorno de las formaciones

⁴¹ ESCUELA DE MINAS DE COLORADO. Esquema integrado para el tratamiento y gestión del agua producida. Primera edición, 2009. p.32.

⁴² CASTRO SCHWAB, Marina; CAMMAROTA, Magall. Composición de los efluentes de la producción de gas de esquisto. Alemania.: Springer Nature, 2018. p.5.

Eagle Ford y Barnett no es necesario aplicarle tratamiento, debido a que las concentraciones de cloruros reportadas se encuentran por debajo del límite exigido.

Figura 21: Tratamiento de Magnesio (Mg) en fluidos de retorno de las formaciones analizadas empleando ósmosis inversa y electrodiálisis.

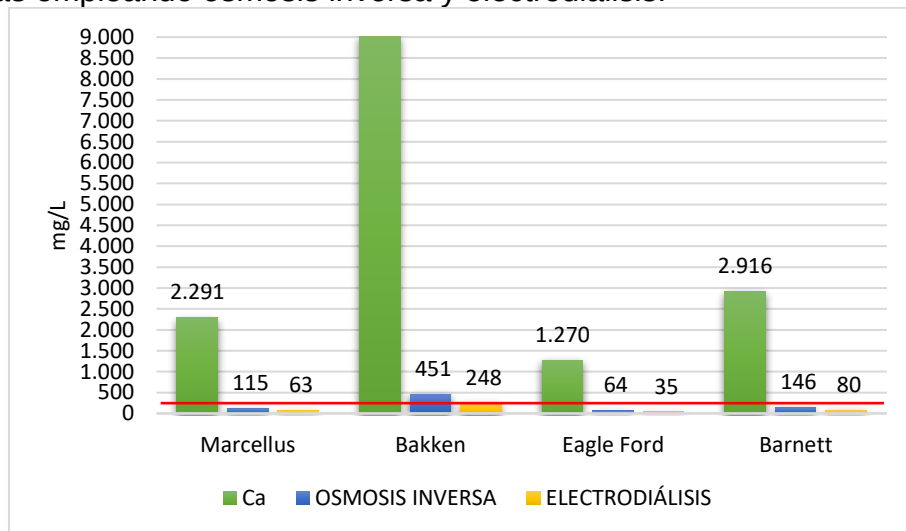


Dentro de los parámetros requeridos del agua base para la preparación del fluido de fractura, la concentración de magnesio debe estar por debajo de 100 mg/L; en los fluidos de retorno de las formaciones analizadas todas superan el rango de concentración requerida, por lo cual es necesario el uso de tecnología de tratamientos para poder alcanzar los parámetros exigidos, para la remoción del magnesio, tecnologías como la ósmosis inversa y electrodiálisis manejan porcentajes de eliminación teórico del 95% y 55%⁴³ respectivamente, como puede observarse en la figura el uso de la osmosis inversa da cumplimiento al valor requerido para la reutilización del fluido, por el contrario la electrodiálisis no logra

⁴³ CARRASCO, Felix; PLATZER, Werner. Estudio de Tecnología de Membranas de Destilación. [En línea]. Chile.: Fraunhofer. 2017. (Recuperado 01/07/2019.) Disponible en https://www.fraunhofer.cl/content/dam/chile/es/documents/csetdocument/reportes/CSET-2017-PUB-002-SP_Estudio_Tecnologia_Membrana_Destilacion-final.pdf

remover los porcentajes requeridos, podría utilizarse como una alternativa para fluidos de que contengan menor concentración de este parámetro.

Figura 22: Tratamiento de Calcio (Ca) en fluidos de retorno de las formaciones analizadas empleando ósmosis inversa y electrodiálisis.

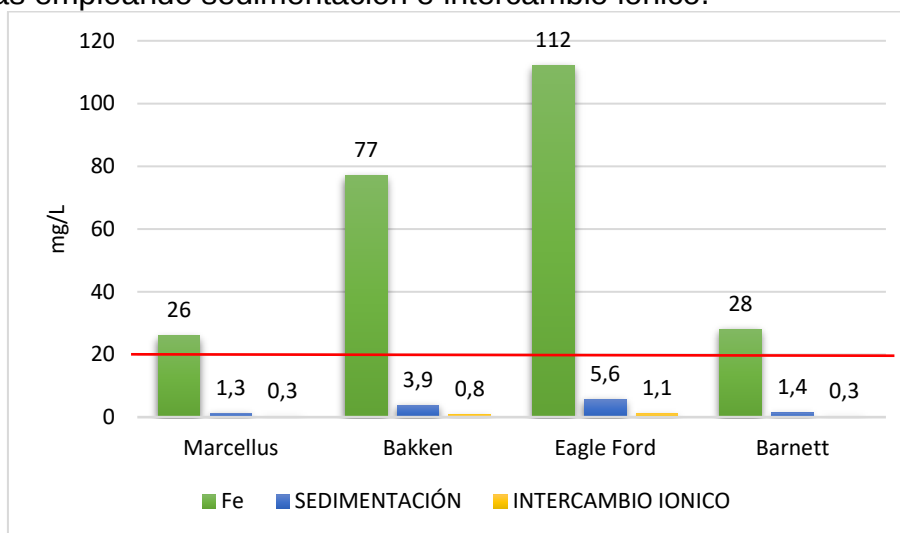


Dentro de las tecnologías de tratamiento del fluido de retorno se encuentran la ósmosis inversa y la electrodiálisis, estas tienen porcentajes de remoción sobre el calcio de 95% y 45%⁴⁴ correspondientemente. Al aplicar teóricamente el proceso de ósmosis inversa sobre los fluidos de retorno de las formaciones Marcellus, Bakken, Eagle Ford y Barnett, se tiene que para la formación Bakken el fluido de retorno aún necesita seguir siendo tratado para poder ser reutilizado, puesto que la concentración de calcio se encuentra por encima del límite exigido en el agua base, el cual es 250 mg/L; por lo tanto, es necesario considerar otro tratamiento como lo es la electrodiálisis para de esta manera dar cumplimiento al requerimiento exigido y poder reutilizar el fluido de retorno de la formación Bakken. Para el resto de las formaciones el fluido de retorno cumple con el requerimiento de calidad del agua base con el primer tratamiento; no obstante, al considerar el segundo tratamiento

⁴⁴ Ibíd., p.11.

estos fluidos de retorno quedan en condiciones mucho más favorables para su reúso en nuevas operaciones de fracturamiento hidráulico.

Figura 23: Tratamiento del Hierro (Fe) en fluidos de retorno de las formaciones analizadas empleando sedimentación e intercambio iónico.



Tecnologías de tratamiento como sedimentación e intercambio iónico permiten remover el hierro presente en los fluidos de retorno. La primera presenta un porcentaje de remoción mayor al 95%⁴⁵, mientras que la segunda remueve aproximadamente el 99%⁴⁶ de hierro presente en el fluido de retorno. Inicialmente ninguno de los fluidos de retorno de las formaciones analizadas cumple con el valor de calidad exigido en el agua base para la elaboración de un nuevo fluido de fractura, para este caso dicho valor es menor a 20 mg/L de concentración máxima

⁴⁵ CASTRO SCHWAB, Marina; CAMMAROTA, Magall. Composición de los efluentes de la producción de gas de esquistos. Alemania.: Springer Nature, 2018. p.5.

⁴⁶ DUARTE VALENCIA, Efraín Antonio; VIZCAÍNO SÁNCHEZ, Carlos Mario. Estudio comparativo entre la implementación de la zeolita y la resina de intercambio iónico en la remoción de hierro y dureza en un agua sintética que simula el agua para uso industrial. Tesis de pregrado, Bogotá: Universidad de La Salle. Facultad de Ingeniería, 2015, p. 59-61.

de hierro para poder reusar el fluido de retorno. Una vez sometido a tratamiento el fluido de retorno de las formaciones analizadas, se puede observar que la concentración de hierro presente en dicho fluido se ubicó muy por debajo del nivel de calidad exigido.

7. REGLAMENTACIÓN COLOMBIANA PARA VERTIMIENTOS A DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Hasta la fecha en Colombia no se han desarrollado proyectos en yacimientos en roca generadora (Yacimientos no convencionales); por lo tanto, la reglamentación existente establece dentro de la resolución 631 del 2015, Artículo 11, Parágrafo 2. 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 aguas superficiales y al alcantarillado público, hasta tanto este ministerio cuente con la información técnica que le permite establecer los parámetros y sus valores límites máximos permisibles.⁴⁷

Por otro lado, el fluido de retorno puede ser gestionado por técnicas de aspersión, siempre y cuando este esté libre de contenido de NORM y haya sido tratado con anterioridad para realizar dicha disposición. Para ello en el artículo 41 de la resolución 180005 de 2010 se establece la opción de liberación incondicional de desechos radiactivos, como forma de gestión, solo aplicable cuando:

Se confirme que la actividad emitida es inferior a los niveles de dispensa establecidos en el Apéndice I del presente reglamento.

La actividad de los desechos vertidos como efluentes líquidos o gaseosos se ajuste a los límites establecidos por la autoridad reguladora.⁴⁸

Tabla 17: Apéndice I Niveles de dispensa genéricos para desechos sólidos.

⁴⁷ COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución 631 (17, marzo, 2015). Por cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de agua superficiales y a los sistemas de alcantarillados públicos y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2015, no 49486. p. 16-19.

⁴⁸ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 180005 (07, enero, 2010). Por la cual se adopta el reglamento para la gestión de los desechos radiactivos en Colombia. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2010, no 47585. p. 14-18.

Radionucleido	Nivel de dispensa para cantidades moderadas (Bq/g)	Radionucleido	Nivel de dispensa para cantidades moderadas (Bq/g)
H-3	1 x 10 ⁶	Sr-89	1 x 10 ³
C-14	1 x 10 ⁴	Y-90	1 x 10 ³
Na-22	1 x 10 ¹	Mo-99	1 x 10 ²
Na-24	1 x 10 ¹	Tc-99	1 x 10 ⁴
P-32	1 x 10 ³	Tc-99m	1 x 10 ²
S-35	1 x 10 ⁵	In-111	1 x 10 ²
Cl-36	1 x 10 ⁴	I-123	1 x 10 ²
K-42	1 x 10 ²	I-125	1 x 10 ³
Ca-45	1 x 10 ⁴	I-131	1 x 10 ²
Ca-47	1 x 10 ¹	Pm-147	1 x 10 ⁴
Cr-51	1 x 10 ³	Er-169	1 x 10 ⁴
Fe-59	1 x 10 ¹	Au-198	1 x 10 ²
Co-57	1 x 10 ²	Hg-197	1 x 10 ²
Co-58	1 x 10 ¹	Hg-203	1 x 10 ²
Ga-67	1 x 10 ²	Tl-201	1 x 10 ²
Se-75	1 x 10 ²	Ra-226	1 x 10 ¹
Sr-85	1 x 10 ²	Th-232	1 x 10 ⁰

Fuente: COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 180005 (07, enero, 2010). Por la cual se adopta el reglamento para la gestión de los desechos radiactivos en Colombia. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2010, no 47585. p. 14-18.

En la tabla anterior fueron presentados los niveles de concentración máximos permisibles de radionucleidos, que establece la normatividad colombiana para poder realizar aspersión en suelo, de fluidos de retorno producto de las operaciones de yacimientos no convencionales.

8. CONCLUSIONES

- Las características fisicoquímicas del fluido de retorno difieren entre las formaciones, debido a que este va asociado directamente a las propiedades de cada formación, y la litología y mineralogía de cada una de estas varían y a su vez contribuyen para la composición química del agua de formación que retorna junto con el fluido de fracturamiento hidráulico inyectado.
- Después de realizar un análisis comparativo de los parámetros físico químicos de las diferentes aguas de retorno de las formaciones Marcellus, Bakken, Eagle Ford, Barnett y el agua base para la elaboración de fluido de fractura se observan que parámetros tales como: cloruro, TDS, TSS, magnesio, calcio y Hierro son los que presentan mayor nivel de desviación de los parámetros de calidad requeridos con respecto a los demás parámetros analizados, para el caso de cloruros se registró una concentración promedio de 44.498 mg/L para las formaciones analizadas, superando el límite requerido en el agua base para la preparación de fluido de fractura el cual es por debajo de 30.000 mg/L, para los demás parámetros los promedios fueron: TDS 73.897 mg/L con un límite de 50.000 mg/L, TSS 901 mg/L con un límite de 50 mg/L, Magnesio 352 mg/L con un límite de 100 mg/L, Calcio 3874 mg/L con un límite de 250 mg/L y Hierro 61 mg/L con un límite de 20mg/L, Todas las anteriores concentraciones promedio por encima de sus respectivos valores límites de calidad requeridos para el agua base.
- A partir del análisis de las tecnologías utilizadas para el tratamiento del fluido de retorno, la osmosis directa contribuye en el tratamiento de un número significativo de contaminantes dentro de los cuales cabe resaltar el manejo de sólidos totales disueltos (TDS) y la eliminación de sales; la osmosis inversa y la nanofiltración eliminan contaminantes como: Calcio, Magnesio y Amonio, teniendo la osmosis inversa un porcentaje de remoción entre el 60-80% para este último, mucho mayor al porcentaje de eliminación que proporciona la nanofiltración (8%); no obstante, la

nanofiltración remueve más del 99% de sulfato de magnesio. Por otra parte, la electrocoagulación comprende uno de los tratamientos más potentes para atacar los componentes orgánicos solubles y las trazas orgánicas presentes en el fluido de retorno, además permite remover el Hierro y los sólidos disueltos. A partir de lo anterior cabe resaltar que dichos tratamientos no se aplican de manera aislada, por el contrario, se agrupan en un tren de procesos donde por medio del uso de diferentes tecnologías y procedimientos se busca llevar el fluido de retorno a las condiciones requeridas para su reutilización o disposición final.

- Al momento de llevar a cabo la gestión de los fluidos de retorno es de vital importancia realizar un análisis de las características fisicoquímicas de dicho fluido, lo anterior con la finalidad de establecer si es posible su reutilización o reciclaje en trabajos posteriores de perforación y/o fracturación; y de no ser así, existen alternativas de gestión como: inyección subterránea, aplicación en tierra y eliminación a través de pozos de desecho; esto considerando la normatividad para el manejo de aguas residuales.
- De manera general las cantidades de fluido que retornan a superficie oscilan en el rango del 10 – 50% del volumen de fluido de fractura inyectado, por lo tanto, la reutilización de estas aguas de retorno comprende un verdadero reto para los operadores. Teniendo en cuenta la situación actual que atraviesa Colombia en la búsqueda de recursos hidrocarburíferos que permitan satisfacer la demanda local; Colombia apuesta al desarrollo de los yacimientos no convencionales (YNC), en la cuenca del Valle del Magdalena Medio (VMM), una zona en la cual no abundan los recursos hídricos, por ende, es importante ser consiente de los volúmenes generales de agua requeridos para las operaciones de YNC, como también tener conocimiento de las cantidades de fluido que retornan, con el objetivo de planear las mejores estrategias de gestión de agua, de modo que se garantice un normal y adecuado desarrollo de las operaciones de fracturamiento, al mismo tiempo que se disminuye el impacto a los recursos hídricos locales de la región.

- Las tecnologías de tratamiento aplicadas teóricamente a los parámetros críticos TDS, TSS, cloruro, magnesio, calcio y hierro, presentes en los fluidos de retorno de las formaciones Marcellus, Bakken, Eagle Ford y Barnett, resultaron ser eficientes; puesto que, permitieron ubicar las concentraciones de dichos parámetros dentro de los límites de calidad exigidos en el agua base para elaborar fluido de fractura. Cabe indicar que para el caso de formaciones como Marcellus, Eagle Ford y Barnett, al momento de llevar a cabo el análisis del tratamiento de los sólidos suspendidos totales, fue necesario asumir un tren de procesos con las tecnologías coagulación y flotación, para que la concentración de TSS en los fluidos de retorno de dichas formaciones se ubicara dentro del rango permisible, para este caso menor a 50 mg/L, inicialmente se consideró la coagulación, como resultado de ello, las concentraciones de TSS no cumplían con el requisito; No obstante, se consideró la tecnología de flotación al agua producto del primer proceso y de esta manera se logró ubicar las concentraciones de TSS por debajo de 50 mg/L, dando cumplimiento con el requisito.

- Una vez tratados teóricamente los fluidos de retorno de las formaciones Marcellus, Bakken, Eagle Ford y Barnett, estos pueden ser reutilizados en futuras actividades de fracturamiento hidráulico. Como resultado de lo anterior, se conseguiría con ello, beneficios tanto económicos para las empresas operadoras encargadas de desarrollar los yacimientos en roca generadora, como también beneficios de carácter ambiental, debido a que, se reduciría significativamente la captación de agua fresca para preparar un nuevo fluido de fractura, considerando los volúmenes de agua fresca necesarios para la preparación de dicho fluido y además se reducirían los volúmenes de residuos a inyectar o disponer sobre el suelo.

9. RECOMENDACIONES

Se recomienda para futuros estudios:

- Teniendo en cuenta el posible desarrollo de los proyectos pilotos de operaciones de fracturamiento en yacimientos de roca generadora en Colombia, es fundamental realizar la respectiva caracterización de los fluidos de retorno de estos proyectos, para hacer análisis y planteamiento de la metodología de gestión de estos fluidos.
- Realizada la caracterización físico química de los fluidos de retorno y las posibilidades de tratamientos para estos, llevar a cabo un análisis económico donde se evalúen los costos de las diferentes alternativas de tratamiento de los fluidos de retorno, como también considerar los costos asociados al transporte de las aguas residuales a los diferentes puntos de tratamiento designados.

10. BIBLIOGRAFÍA

ABUALFARAJ, Noura; GURIAN, Patrick L; STONE OLSON, Mira. Caracterización del agua del esquisto de Marcellus. Environmental Engineering Science, 2014.

ACHARYA, H.R., HENDERSON, C., MATIS, H., KOMMEPALLI, H., MOORE, B., WANG, H. (2011). Cost Effective Recovery of Low-TDS Frac Flowback Water for Re-use. U.S. Department of Energy, Washington D.C.

ALL Consulting (2013b). Water treatment technology fact sheet: Electrodialysis [Fact Sheet]. Tulsa, OK. Accessible via www.all-llc.com.

ARANGUREN CAMPOS, Fabián; CALDERON CARRILLO, Zuly; USURIAGA TORRES, José. Metodología selectiva de tecnologías para el tratamiento de fluidos de retorno post-fractura y reúso de agua en el fracturamiento hidráulico en yacimientos en roca generadora - una estrategia para reducir los impactos ambientales en Colombia. Colombia: CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, 2017.

ARIAS LIZÁRRAGA, Dulce María; MÉNDEZ GÓMEZ, Evaristo. Remoción de sólidos en aguas residuales de la industria harinera de pescado empleando biopolímeros. En: Tecnología y Ciencias del Agua, mayo-junio, 2014, vol. 5, no. 3.

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE INGENIEROS DE PETROLEOS. Desarrollo de un fluido de fractura base Guar- Boro compatible con aguas de producción y retorno post- fractura. Bogotá D.C.

CARRASCO, Felix; PLATZER, Werner. Estudio de Tecnología de Membranas de Destilación. [En línea]. Chile.: Fraunhofer. 2017. (Recuperado 01/07/2019.)
Disponible en

https://www.fraunhofer.cl/content/dam/chile/es/documents/csetdocument/reportes/CSET-2017-PUB-002-SP_Estudio_Tecnologia_Membrana_Destilacion-final.pdf

CASTRO SCHWAB, Marina; CAMMAROTA, Magall. Composición de los efluentes de la producción de gas de esquisto. Alemania.: Springer Nature, 2018.

COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución 631 (17, marzo, 2015). Por cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de agua superficiales y a los sistemas de alcantarillados públicos y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2015, no 49486.

DAHM, K., CHAPMAN, M. (2014). Produced Water Treatment Primer: Case Studies of Treatment Applications. Reclamation. Managing water in the West. Science and Technology Program Research. U.S. Department of the Interior Bureau of Reclamation.

DUARTE VALENCIA, Efraín Antonio; VIZCAÍNO SÁNCHEZ, Carlos Mario. Estudio comparativo entre la implementación de la zeolita y la resina de intercambio iónico en la remoción de hierro y dureza en un agua sintética que simula el agua para uso industrial. Tesis de pregrado, Bogotá: Universidad de La Salle. Facultad de Ingeniería, 2015.

EAMES, D. (2013). Electrocoagulation: An Innovative Approach for Recycling Produced Water and as a Pre-Treatment to Reverse Osmosis for Emulsified Oils, Heavy Metals and Other Constituents in the Oil and Gas Industry. IDA Banff Conference “Water Recycling and Desalination for the Oil & Gas Industry”. May 12-14, 2013.

EASTON, J. (2013). Centered on wastewater treatment. Optimizing wastewater management for shale oil & gas production. Industrial Water & wastes digest, Jul/Aug: 10-13.

ESCUELA DE MINAS DE COLORADO. Esquema integrado para el tratamiento y gestión del agua producida. Primera edición, 2009.

FINE, Karlone, et al. Oportunidades de evaluación del agua de bakken. Universidad Norte de Dakota, 2010.

GAY, M.O., FLETCHER, S., MEYER, N., Gross, S. (2012). Water Management in Shale Gas Plays. IHS Water White Paper. HIS.

HAMMER, R. and VAN BRIESEN, J. (2012). In Fracking's Wake: New Rules are needed to Protect Our Health and Environment from Contaminated Wastewater. NRDC Document. D: 12-05-A.

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS. Gestión del agua en la exploración y explotación de reservorios no convencionales en el área de influencia de la cuenca Neuquina. Buenos Aires.: 2013.

JIANG,Xi. Caracterización de la calidad de flujo de retorno para pozos horizontales en el campo de Wattenberg. Tesis de Magíster en ciencias, Colorado: Universidad del estado Colorado. 2013.

KONDASH, Andrew; ALBRIGHT, Elizabeth; VENGOSH, Avner. Cantidad de flowback y aguas producidas a partir de la exploración no convencional de petróleo y gas. EE. UU: ELSEVIER, 2016.

LEE, Kenneth; NEFF, Jerry. Agua producida: Riesgos ambientales y avances en tecnologías de mitigación. EE. UU: Springer, 2011. ISBN 978-1-4614-0046-2.

LEWIS, A. (2012). Wastewater Generation and Disposal from Natural Gas Wells in Pennsylvania. Masters Project. Nicholas School of the Environment. Duke University.

LÓPEZ ANADÓN, Ernesto A. Petrotecnia Revista del Instituto Argentino del petróleo y del gas. Agosto, 2012, vol 4.p.53-54.

MI-SWACO. Fluido de fracturamiento proyecto de reúso del fluido de retorno.Canadá. Schlumberger Company,2011.

POLLASTRO, Richard M; ROBERTS, Laura N.R ; COOK, Troy A. Valoración geológica del petróleo técnicamente recuperable en el Devoniano y Mississipiano de la formación Bakken. Geological Survey Williston Basin Province Assessment Team, 2010. p. 5.

POPOVA, Olga. Marcellus Shale Play. U.S. Energy Information Administration, Washington, DC. 2017.

Químico comúnmente utilizado para elaborar un fluido de fracturamiento. [En línea]. (Recuperado en 12 septiembre 2018.) Disponible en <https://fracfocu.org/>

RIMASSA, S.M; HOWARD, P.R; BLOW, K.A. Optimización de los fluidos de fracturación a partir del agua de retorno. EE.UU, Texas.: SPE, 2009.

ROJAS, Carlos, et al. Evaluación de la unidad de flotación de aire disuelto para agua de producción de petróleo. En: Revista Técnica de la Facultad de Ingeniería Universidad del Zulia. Abril, 2008, vol. 31 no.1., p.5-6.

ROSENBLUM, James, et al. Caracterización temporal del flujo de retorno y la calidad del agua producida a partir de un pozo de petróleo y gas fracturado hidráulicamente. EE.UU.: ELSEVIER, 2017.

SAYED, Mohammed Ali; AL-MUNTASHERI, Ghaitan A; LIAN, Feng. Desarrollo de yacimientos de lutitas: Conocimiento adquirido de desarrollos en Norte América. Houston, Texas: Revista de ciencia e ingeniería del Petróleo, 2017.

SCHLICHER, R., HAAS, L., MOSTOLLER L. (2009). An Innovative Approach to Managing Produced Water and Frac Flowback in the Marcellus Shale. Presented to the 2009 Integrated Petroleum Environmental Consortium Conference, Tulsa, Ok. Available at:
http://ipec.utulsa.edu/Conf2009/Papers%20received/Schlicher_107.pdf.

SMITH, K.P., BLUNT, D.L., WILLIAMS, G.P., ARNISH, J.J., PFINGSTON, M., HERBERT, J., HAFFENDEN, R. A. (1999). An assessment of the disposal of petroleum industry NORM in nonhazardous landfills. DOE/BCW-31-109-ENG-38-3 (OSTI ID: 13061), Tulsa, Okla., U.S. Department of Energy, National Petroleum Technology Office. 90 p.

Source: (Slutz, Amderson, Broderick, & Horner, 2012; Halldorson, 2013; Ecolotron, 2014; Naranjo, Muñoz & Zapata, 2010; Benavidez, J. & Jaimes, 2014; Garzón, 2009; Ortiz, 2013).

URS (2011). Water-related issues associated with gas production in the Marcellus Shale. Nyserda Contract PO number 10666. <http://www.nyserda.ny.gov/-/media/Files/Publications/PPSER/NYSERDA/ng/URS-Report-2011-Mar.pdf>.

U.S. EPA (2015a). Assessment of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing for Oil and Gas on Drinking Water Resources (External Review Draft). U.S. Environmental Protection Agency, Washington, DC, EPA/600/R-15/047.

U.S. EPA (2015b). Technical Development Document for Proposed Effluent Limitations Guidelines and Standards for Oil and Gas Extraction. EPA-821-R-15-003. U.S. Environmental Protection Agency, Office of Water, Washington DC, 0 p.

USGS (1999). Naturally Occurring Radioactive Materials (NORM) in Produced Water and Oil-Field Equipment—An Issue for the Energy Industry. USGS Fact Sheet FS-142-99. 4 p.

VADILLO, Lucas. Revisión de la gestión del agua relacionada con las actividades de shale gas en los Estados unidos, Canadá y Europa. M4ShaleGas, 2015.

VIETH-HILLEBRAND, Andrea, et al. Caracterización de la variabilidad en la composición química del agua de refluo – resultados de estudios de laboratorio. Alemania- República Checa: ELSEVIER,2017.

YOXTHEIMER, D. (2010). Water Management Options for Marcellus Natural Gas Development. Penn State College of Agricultural Sciences Cooperative Extension, Marcellus Shale Educational Webinar Series. <http://extension.psu.edu>.