

**TECNOLOGÍAS APLICADAS AL MANEJO DE AGUAS EN OPERACIONES DE
FRACKING**

RICHARD ANDRES BARRIOS BASTIDAS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2015**

**TECNOLOGÍAS APLICADAS AL MANEJO DE AGUAS EN OPERACIONES DE
FRACKING**

RICHARD ANDRES BARRIOS BASTIDAS

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:
Ingeniero de Petróleos

Directora
Ing. KATHY MARGARITA DAZA BROCHERO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2015**

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN.....	11
1. GENERALIDADES.....	12
1.1 PANORAMA MUNDIAL	12
1.2 PANORAMA EN AMÉRICA LATINA.....	15
1.3 EXPLOTACIÓN NO-CONVENCIONAL.....	17
1.3.1 Fracturamiento hidráulico.....	18
1.3.2 Fluido de fractura.....	18
2. MANEJO DE AGUAS EN OPERACIONES DE FRACKING.....	21
2.1 ADQUISICIÓN DEL AGUA.....	21
2.2 MEZCLADO QUÍMICO.....	24
2.3 INYECCIÓN EN POZO.....	26
2.4 AGUA DE PRODUCCIÓN Y FLOWBACK.....	27
2.5 TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN.....	29
3. MANEJO DE AGUAS EN LA FORMACIÓN MARCELLUS.....	33
3.1 PROGRAMA DE INVESTIGACIÓN DOE/NETL.....	33
3.2 PROBLEMAS ASOCIADOS CON LA PRODUCCIÓN DE SHALE GAS.....	34
3.2.1 Escurrimiento de aguas pluviales.....	34
3.2.2 Abastecimiento de agua.....	39
3.2.3 Manejo en superficie.....	41

3.3 PROCEDIMIENTOS.....	42
3.3.1 Recolección de datos.....	42
3.3.2 Disposición en pozos de inyección.....	42
3.3.3 Vertimientos.....	48
3.3.4 Transporte a plantas de tratamiento.....	49
3.4 Observaciones.....	52
4. TECNOLOGÍAS APLICADAS AL TRATAMIENTO DE AGUAS.....	54
4.1 EVALUACIÓN DE CRITERIOS.....	54
4.2 TECNOLOGÍA DE FILTROS AIREADOS BIOLÓGICOS.....	56
4.3 TECNOLOGÍA HIDROCICLÓN.....	60
4.4 TECNOLOGÍA DE FLOTACIÓN.....	63
4.5 TECNOLOGÍA DE SEDIMENTACIÓN.....	66
4.6 TECNOLOGÍA DE DESTILACIÓN POR MEDIO DE MEMBRANAS...	70
4.7 TECNOLOGÍA DE FILTRACIÓN MEDIA.....	74
4.8 TECNOLOGÍA DE OSMOSIS INVERSA.....	78
4.9 TECNOLOGÍA DE NANO-FILTRACIÓN.....	82
4.10 TECNOLOGÍA DE ELECTROCOAGULACIÓN.....	86
4.11 COMPARACIÓN.....	90
5. PANORAMA COLOMBIANO.....	94
5.1 OFERTA HÍDRICA.....	95
5.1.1 Oferta hídrica superficial.....	95
5.1.2 Aguas subterráneas.....	99

5.1.3 Fuentes de acueductos de las cabeceras municipales.....	100
5.2 FRACKING EN COLOMBIA.....	101
5.3 TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES.....	102
6. CONCLUSIONES.....	104
7. RECOMENDACIONES.....	106
BIBLIOGRAFÍA.....	107

LISTA DE IMÁGENES

	pág.
Imagen 1. Recursos de gas de esquisto técnicamente recuperables a nivel mundial.....	15
Imagen 2. Recursos de esquisto técnicamente recuperables en América Latina.....	17
Imagen 3. Composición típica de un fluido de fracturamiento por unidad de volumen.....	20
Imagen 4. Unidad LWTU Sedco 135D con capacidad de 25.000 barriles por día.....	32
Imagen 5. Torre de perforación.....	35
Imagen 6. Equipo utilizado para el fracturamiento.....	35
Imagen 7. Cabeza de pozo completado.....	36
Imagen 8. Camino de acceso al pozo.....	36
Imagen 9. Camino de acceso a pozo antiguo.....	37
Imagen 10. Canal de desvío para la recolección del escurrimiento.....	38
Imagen 11. Final del canal de desvío.....	38
Imagen 12. Estructura de control para aguas pluviales.....	39
Imagen 13. Tracto-camiones utilizados.....	40
Imagen 14. Unidad de bombeo para mover el agua al siguiente pozo.....	40
Imagen 15. Tubería utilizada en el bombeo.....	41
Imagen 16. Pozo de disposición de aguas residuales y tanques de almacenamiento en Texas.....	43

Imagen 17. Condados en donde están localizados los pozos comerciales para la disposición de aguas de producción y flowback.....	47
Imagen 18. Esquema Filtro Aireado biológico.....	58
Imagen 19. Esquema del hidrociclón.....	61
Imagen 20. Esquema de Flotación.....	65
Imagen 21. Esquema de Sedimentación.....	68
Imagen 22. Esquema Destilación por medio de membranas.....	71
Imagen 23. Esquema de la tecnología de filtración media.....	76
Imagen 24. Esquema de la osmosis inversa.....	79
Imagen 25. Esquema de la tecnología nano-filtración.....	84
Imagen 26. Esquema tecnología de electrocoagulación.....	88
Imagen 27. Implementación de cada tecnología.....	92
Imagen 28. Esquema conceptual para la selección de una cadena de tratamiento.....	94
Imagen 29. Distribución porcentual de reservas de aguas subterráneas por provincia hidrogeológica.....	101

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Comparación de los distintos requerimientos de volúmenes de agua en diferentes formaciones.....	22
Tabla 2. Ejemplo de la composición volumétrica de un fluido de fractura.....	24
Tabla 3. Pozos de inyección para la disposición de aguas residuales en Ohio.....	44
Tabla 4. Opciones en el manejo de aguas empleadas por algunas operadoras en la formación Marcellus.....	50
Tabla 5. Evaluación de la tecnología seleccionada.....	55
Tabla 6. Evaluación de la tecnología de filtros aireados biológicos.....	58
Tabla 7. Evaluación de la tecnología Hidrociclón.....	62
Tabla 8. Evaluación de la tecnología de Flotación.....	65
Tabla 9. Evaluación de la tecnología de Sedimentación.....	69
Tabla 10. Evaluación de la tecnología Destilación por medio de membranas.....	72
Tabla 11. Evaluación de la tecnología de Filtración Media.....	76
Tabla 12. Evaluación de la tecnología de Osmosis inversa para tratar el agua salada.....	80
Tabla 13. Evaluación de la tecnología de nano-filtración.....	84
Tabla 14. Evaluación de la tecnología de electrocoagulación.....	88
Tabla 15. Estado de cada tecnología en la industria petrolera.....	90
Tabla 16. Oferta hídrica por zonas hidrográficas en Colombia.....	96

RESUMEN

TÍTULO: TECNOLOGÍAS APLICADAS AL MANEJO DE AGUAS EN OPERACIONES DE FRACKING*

AUTOR: RICHARD ANDRES BARRIOS BASTIDAS**

PALABRAS CLAVES: Fracking, Shale gas, Aguas residuales, Aguas de producción, Flowback, Impacto ambiental

DESCRIPCIÓN

Una de las herramientas que ha permitido mantener los niveles rentables de extracción de hidrocarburos, es el fracturamiento hidráulico, una técnica tradicional y ampliamente estudiada, que junto con la perforación horizontal, son los medios con los cuales la extracción no-convencional ha venido desarrollándose. Un aspecto que resalta del mecanismo para fracturar un yacimiento, es la cantidad de agua requerida, ya que, en operaciones convencionales, la cantidad de agua necesaria anualmente esta entre el orden de miles de barriles, mientras que, en operaciones no-convencionales, esta cantidad está en el orden de millones de barriles. Convirtiéndose esto en un punto de discusión de gran importancia.

Por su localización geográfica, su orografía y variedad de regímenes climáticos, Colombia se ubica entre los países con mayor riqueza en recursos hídricos en el mundo. Mares, ríos, estuarios, humedales, y embalses constituyen fuentes de adquisición de agua. Sin embargo, en la práctica, la infraestructura actual no expone un buen panorama, ya que el país, de acuerdo con instituciones fiscalizadoras, como lo es la Superintendencia de Servicios Públicos y Domiciliarios, concluyen que el país presenta deficiencias en la capacidad para el tratamiento de aguas residuales.

En este trabajo de investigación se expone un compendio de tecnologías, unas que han sido extensamente desarrolladas y otras potenciales, para el tratamiento de aguas contaminadas (aguas de producción y de flowback) en operaciones de fracking, de donde se propone un grupo, a través de la consulta y comparación, que sea considerado viable para su implementación. Siendo Estados Unidos, dada su experiencia en la extracción no-convencional, un punto de referencia, por medio de los casos de estudio, para el desarrollo de este proyecto de grado.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingeniería de Petróleos. Escuela de Ingenierías Físicoquímicas. Directora: Kathy Margarita Daza Brochero

ABSTRACT

TITLE: TECHNOLOGIES APPLIED TO WATER MANAGEMENT IN FRACKING OPERATIONS*

AUTHOR: RICHARD ANDRES BARRIOS BASTIDAS**

KEYWORDS: Fracking, Shale gas, Wastewater, Production water, Flowback, Environmental impact

DESCRIPTION

A tool that has helped to maintain the profitable levels of hydrocarbon extraction is hydraulic fracturing, a traditional technique and widely studied, in addition with the technique of horizontal drilling, are the means by which the non-conventional extraction has been developing. A feature that protrudes from the mechanism to fracture a reservoir; is the amount of water that is necessary, because in conventional fracturing operations, the amount of water required annually is between the quantities of thousands of barrels, while in non-conventional operations this amount is in the quantities of millions of barrels. Turning this into a great import discussion point.

Due its geographical location, topography and variety of climatic regimes, Colombia is among the richest countries in water resources in the world. Seas, rivers, estuaries, wetlands and dams; are part of acquisition sources of water. However, in reality, the current infrastructure does not set a good panorama, as the country, according to audit institutions, such as the Superintendencia de Servicios Públicos y Domiciliarios, they concluded that the country has deficiencies in the ability to treat wastewater.

In this research, a compendium of technologies is in discussed, some of which have been largely developed and others that have a potential utility for the treatment of contaminated water (produced water and flowback) from fracking operations, where a group is proposed, through the consultation and comparison, they are considered viable for implementation in the Colombian industry. Being the United States, taking in consideration their experience in non-conventional extraction, benchmarks to the Colombian industry, through cases of studies, to develop this degree project.

* Degree project

**Petroleum Engineering Faculty. Physicochemical Engineering School. Directed by Kathy Margarita Daza Brochero

INTRODUCCIÓN

Se reconoce que la primera inyección de agua fue accidental y ocurrió en 1865, en el área de Pithole, Pennsylvania. Ya ha pasado más un siglo de existencia de la industria de los hidrocarburos, caracterizándose de una mejor manera esta época de la línea del tiempo, como la era de los hidrocarburos. Una de las herramientas que ha permitido mantener los niveles rentables de extracción de hidrocarburos, es el fracturamiento hidráulico, que en el actual contexto de explotación de recursos no-convencionales, es conocida como fracking.

Siendo una de las técnicas de estimulación de pozos petrolíferos más tradicionales, con el mayor número de implementaciones alrededor del mundo y estudiada en una mayor cantidad, en comparación con las demás técnicas de estimulación, actualmente se ha despertado una preocupación general, en los países donde la industria de hidrocarburos es un eje primordial en la economía, acerca del impacto sobre el medio ambiente proveniente de esta técnica de estimulación. Un punto neurálgico de esta creciente preocupación, es la cantidad de agua necesaria para la generación de la fractura en el yacimiento, la cual debe ser mezclada con químicos, por lo que es sometida a contaminación. En el fracturamiento hidráulico se identifica el flujo de agua contaminada como aguas de producción y de flujo de retorno, flowback.

Por tales motivos, en la realización de este trabajo de investigación, se presentara un compendio de tecnologías, que gozan de experiencia y otras potenciales, aplicables al tratamiento de las aguas residuales en las operaciones de fracturamiento hidráulico, las cuales a menudo utilizan de 2 a 8 millones de galones de aguas. Esto a través de la consulta de las distintas fuentes de información, ya sean las ofrecidas en la base de datos que provee la Universidad Industrial de Santander o las existentes en demás fuentes de información que posean una confiable procedencia (artículos académicos, reportes académicos, reportes gubernamentales, etc.) y que estén disponibles a consulta.

1. GENERALIDADES

Para empezar este trabajo de investigación, se tiene como punto de partida, el crecimiento en el interés, por parte de las empresas y naciones, sobre la extracción de recursos energéticos desde las formaciones de esquistos. Se dará un panorama mundial, muy general, acerca de las cifras reportadas por la Administración de Información Energética, de Estados Unidos, en cuanto a la explotación de gas de esquisto (shale gas), en su reporte, EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS DE SHALE GAS Y SHALE OIL; un estudio de 137 formaciones de esquistos en 41 países alrededor del mundo. Se muestra un panorama sobre este tipo de explotación en América Latina.

Haciendo parte de una base conceptual, es importante definir ciertos términos relacionados con la extracción no-convencional de hidrocarburos.

1.1 PANORAMA MUNDIAL

Hasta no hace mucho, los recursos de petróleo y gas atrapados en yacimientos de esquistos no atraían mayormente la atención de la industria, y eran objeto de interés únicamente para los departamentos de investigación y desarrollo interesados en el potencial de estos yacimientos, y con razones de sobra, ya que siendo numerosos los estudios que concluyen acerca de la existencia de enormes depósitos de metano alrededor del mundo, existe todo un escenario adverso para la implementación de un nuevo tipo de mecanismo de explotación. Los más importantes lineamientos para la producción de este tipo de recurso se han dado en América del Norte; los buenos resultados en Estados Unidos abren el debate acerca de si es posible las exportaciones de gas, resultados que vienen de la puesta en marcha en este nuevo mecanismo no-convencional, ya que no siempre, la existencia del complejo estructural no-convencional garantiza la existencia del recurso, y por ende, su explotación; dos yacimientos no se construyen de igual forma, ya sea que los modelos empleados para la caracterización se puedan repetir; si es el caso de la existencia de hidrocarburos, aún prevalece la incertidumbre acerca de los volúmenes, si son comercialmente explotables, o más aún, si las condiciones de la roca permiten los trabajos de adecuamiento para el movimiento de los fluidos a superficie.¹

En los campos maduros de todo el mundo, se eliminan entre el 30% y el 40% del agua producida. Dado el incremento de la demanda de agua utilizable registrado en ciertas zonas, se está tratando de descubrir formas de transformar este recurso,

¹ HOLGER ROGNER, Hans. The Uncertainty of Future Commercial Shale Gas Availability. SPE 167710, 2014

que representa por lo general un pasivo económico para las operadoras, en un recurso viable. El curso a seguir para la conversión residuo-recurso depende de la química del agua y del nivel de contaminantes. Cabe recordar que la calidad del agua producida varía con la geología, la geografía, y las técnicas de producción.

Como sucede con el agua producida, aproximadamente un 97% del agua del planeta es agua salada. Sólo un 3% del agua disponible es dulce (un 2% se encuentra inmovilizada en los mantos de hielo polar de la Tierra, quedando sólo un 1% para consumo de la vida vegetal y animal). Si bien el agua es un recurso renovable, en ciertas zonas, la demanda agrícola, el crecimiento de la población y los cambios climáticos han hecho que el agua dulce se consuma con más rapidez de la que se repone el recurso. La Organización Mundial de la Salud y otros organismos indican que actualmente más de 400 millones de personas sufren escasez severa de agua y que para el año 2050 este problema podrá extenderse a 4 mil millones de habitantes.²

En el 2010, el congreso de los Estados Unidos le indico directamente a la Agencia de Protección Ambiental la realización de una investigación acerca de la relación existente entre los trabajos de fracking y las fuentes de agua potable; la cual se finalizó en el 2012. En el reporte dado a conocer en el 2011, y del cual se tomó como referencia para el presente trabajo de investigación en la explicación del conjunto de etapas que componen el manejo de aguas en este tipo de operaciones, se estima que de 70 a 140 billones de galones de agua se han usado en 35.000 pozos de fracturamiento en ese país cada año, aproximadamente el consumo anual de entre 40 a 80 ciudades, cada una con una población de 50.000 personas. En la investigación de registros industriales, el grupo conocido como “Skytruth” calcula que entre enero del 2011 y agosto del 2012, Estados Unidos utilizó por mínimo 65,9 billones de galones de agua en trabajos de fracking, tanto para la explotación de petróleo como de gas, en donde el Estado de Texas destaca por consumir aproximadamente la mitad del agua³.

El comienzo del nuevo boom que se dio en los Estados Unidos para la industria del gas natural fue enmarcado por una secuencia de factores que comenzaron a desarrollarse en los años 80’s a través de incentivos dados a los impuestos para aquellas empresas que quisieran incursionar en la producción de recursos no-convencionales. Con el objetivo logrado de aumentar la producción de hidrocarburos, la explotación de estos nuevos recursos se convirtió en una necesidad, tanto para las empresas privadas como para las estatales; siendo

² BURNETT, David. Veil, John. Decision and Risk Analysis Study of the Injection of Desalination by Products into Oil and Gas Producing Zones. SPE 86526, 2004

³ Skytruth. What 20 Months of Water Consumption for Fracking in the U.S. Looks Like. Disponible en: ecowatch.com/2012/09/25/water-for-fracking

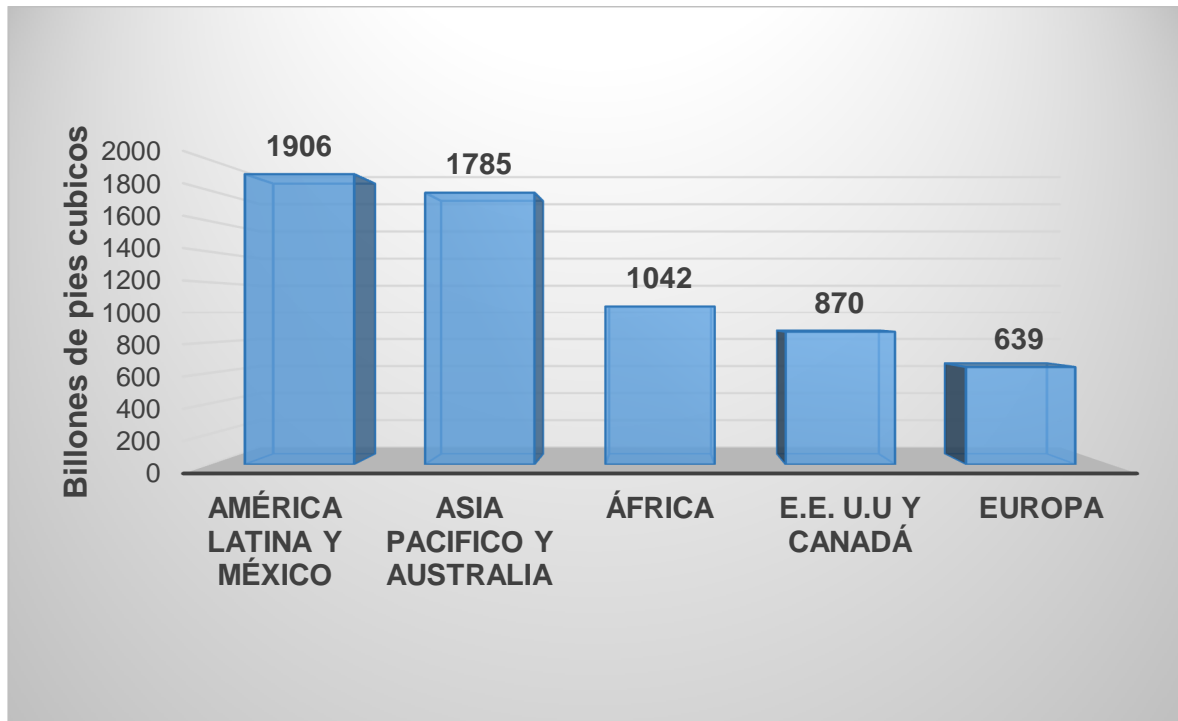
ineludible la falta de planeación para las intervenciones en este tipo de yacimientos, las empresas siempre buscan que los trabajos estén garantizados con un mínimo margen de error, ya que los beneficios de este tipo de trabajos solo son visibles a medio y largo plazo. Dos desarrollos tecnológicos fueron fundamentales para garantizar comercialmente este nuevo tipo de explotación, el fracturamiento hidráulico (fracking) y la perforación horizontal.⁴

Tecnologías que en realidad no son tan nuevas. El primer pozo horizontal se perforó en 1929 en Texon, Texas, Estados Unidos; mientras que el fracturamiento hidráulico se usó por primera vez en 1947 en el campo Hugoton, en Kansas, Estados Unidos. Sin embargo, no fue sino hasta que la crisis del petróleo de 1973 puso de manifiesto lo nocivo de las alzas en las importaciones de petróleo; con la perforación en esquistos el interés fue creciendo cada vez más, dado los volúmenes entrampados de gas. De esta forma, el Departamento de Energía y la Comisión Federal Reguladora de Energía (FERC por sus siglas en inglés) comenzaron a realizar cuantiosas inversiones, en los departamentos de investigación y desarrollo, centradas en los recursos de esquistos. A estas entidades se sumaron exploradores independientes (con la perforación de pozos A1), el más prominente de los cuales fue George Mitchell, cuya colaboración desempeñó un papel clave para lograr que la exploración y producción de recursos de esquistos fuese económicamente viable. En 1991, el Departamento de Energía subvencionó el primer pozo horizontal de Mitchell Energy en la formación Barnett, en el norte de Texas, que siete años después se convirtió en la primera fractura de esquisto comercial.

Mientras el crudo convencional representa actualmente la principal fuente de hidrocarburos, en la práctica constituye una fracción minoritaria de las reservas petrolíferas del mundo, a saber, cerca de un tercio. El resto está conformado por hidrocarburos no-convencionales. A continuación para enmarcar el panorama que se tiene a nivel mundial, se muestran que volúmenes técnicamente se poseen, o en otras palabras, se han reportado; ya que actualmente, dadas ciertas limitaciones, ya sean de carácter técnico o político, demandan que se realicen continuas modificaciones a estas cifras.

⁴ LAKANI, Ramin. Development of Unconventional Resources in North Africa: Evaluation Approach. SPE 150406, 2012

Imagen. 1. Recursos de gas de esquisto técnicamente recuperables a nivel mundial



Fuente: U.S. Energy Information Administration, 2013

1.2 PANORAMA EN AMÉRICA LATINA

Según la EIA (Energy Information Administration), América Latina podría tener aproximadamente, un total de 1.900 billones de pies cúbicos de recursos de gas de esquisto técnicamente recuperables, aproximadamente el 30% del total mundial, sin embargo, solo se analizan los principales productores y consumidores, por lo que se desconoce, en su reporte, el potencial de naciones como Perú o Ecuador. Además, los cálculos de los recursos técnicamente recuperables suelen ser más bien especulativos. Incluso en Estados Unidos, donde se cuenta con abundante información gracias a la intensa actividad de perforación, la EIA rebajó su cálculo más de un 40% a 482 Billones de pies cúbicos en su proyección energética anual para 2012. Así, en América Latina, donde la información es aún más escasa, resulta muy difícil descartar la posibilidad de que se revisen estos cálculos. De hecho, gran parte de la región se mantiene inexplorada. Por ejemplo, en Colombia, según la Agencia Nacional de Hidrocarburos, se ha perforado un promedio de dos pozos por cada 1.000 kilómetros cuadrados, en comparación con los 11 de Canadá y los 83 de Estados Unidos.

Casi el 90% del gas de esquisto, en América Latina, se concentra en tres países: Argentina (41%), México (36%) y Brasil (12%). Además de estas tres naciones,

Colombia ha estado muy interesada en el desarrollo de estos recursos, a pesar de poseer solo el 1% de los yacimientos de esquisto de la región.⁵

La parte norte de América Latina posee una importante cantidad de recursos prospectivos tanto de shale gas como de shale oil, siendo de interés en este estudio los de shale gas. Recursos provenientes de ambientes de sedimentación marítimos del Cretáceo, de donde destacan tres cuencas sedimentarias, la cuenca del Valle Medio del Magdalena, la de Los Llanos Orientales y la de Maracaibo/Catatumbo, en los países de Colombia y Venezuela, las cuales poseen un buen potencial hidrocarburoso para trabajos no-convencionales.

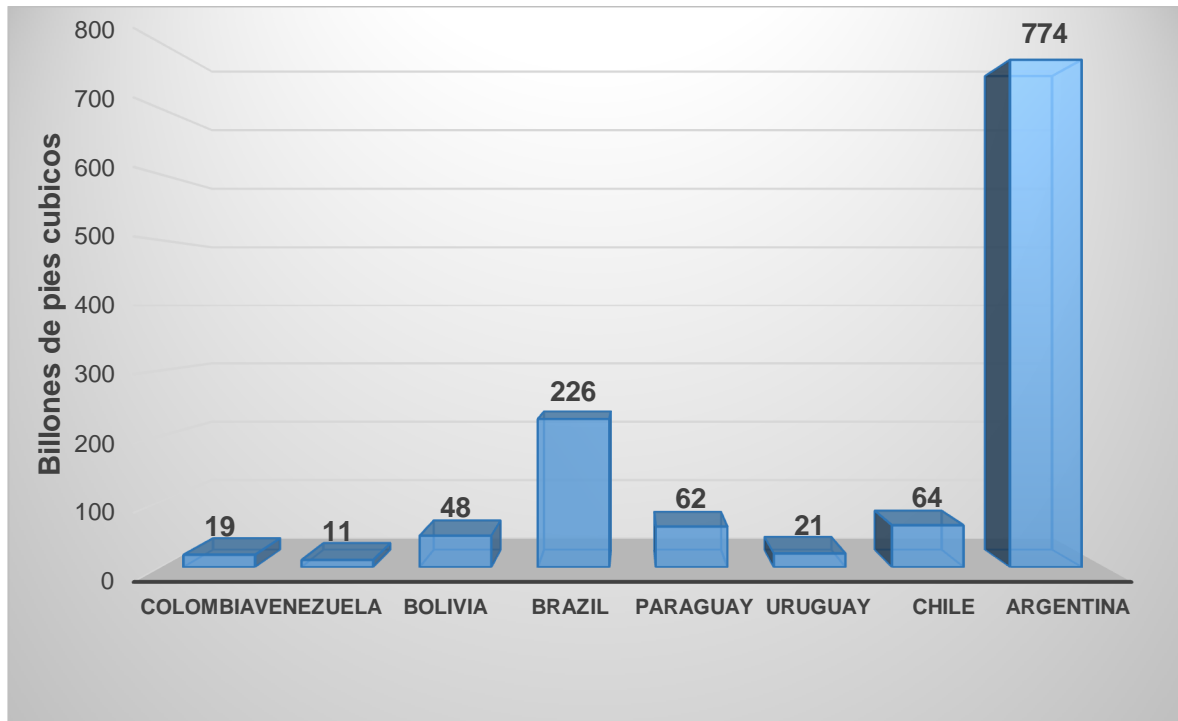
Los esquistos del cretáceo ricos en material orgánico que componen las formaciones La Luna, Capacho y Gacheta, son fuentes importantes de grandes volúmenes de gas y petróleo; y son similares en edad con las formaciones de esquistos Eagle Ford y Niobrara, de Estados Unidos. Empresas como Ecopetrol, ConocoPhillips, ExxonMobil, Shell, entre otras; han comenzado las exploraciones de estos recursos en Colombia. Los expertos dictan que los recursos no-convencionales colombianos son considerados atractivos para las inversiones extranjeras.

En estudios realizados por la Administración de Información Energética, la cuenca Maracaibo/Catatumbo fue re-evaluada, mientras nuevas prospecciones de recursos no-convencionales se realizaban en las cuencas del Magdalena Medio y la de Los Llanos Orientales. Colombia posee 55 Tera-pies cúbicos y Venezuela 167 Tpc. La parte oriental de Venezuela cuenta con más recursos no-convencionales, que en la actualidad son material de estudio y no son reportados por falta de datos.

El primer registro de pozo corrido en una formación de esquisto que fue públicamente revelado en Colombia, fue de 230 pies de trabajos realizados en la formación La Luna, de donde se reportó propiedades, tales como, una porosidad promedio de 14% con sobre-presión; en general, los esquistos negros de las formaciones La Luna y Capacho, poseen 500 pies de espesor, 10.000 pies de profundidad, material calcáreo, contenido orgánico total de entre 2-5%, entre otras. Las formaciones de esquistos de Los Llanos Orientales y Maracaibo/Catatumbo aun no son objetos de los trabajos de corridas de registros, pero son buenos los prospectos de potencial que tienen.

⁵ Oil & Gas Intelligence Series. RECURSOS DE ESQUISTO EN AMÉRICA LATINA, 2012

Imagen 2. Recursos de esquisto técnicamente recuperables en América Latina



Fuente: U.S. Energy Information Administration, 2013

1.3 EXPLOTACIÓN NO-CONVENCIONAL

Los términos relacionados con la explotación no-convencional de hidrocarburos, en un ámbito conceptual general, a veces dan la idea de componer procesos innovadores para la extracción, almacenamiento, transporte y comercialización de los recursos provenientes de formaciones de esquistos. Sin embargo, las técnicas empleadas comparten el mismo escenario en las que la explotación convencional se desarrolla. La línea divisoria de estos dos términos, podría ubicarse en la etapa de extracción; ya que, dada las propiedades que posee la roca, entre las que resaltan permeabilidades sumamente pequeñas y una litología básicamente arcillosa; que cumple la función de entrapamiento, modifican el procedimiento convencional de extracción. Procedimiento que no aplicaría en el caso de la explotación de gas, como consecuencia del cambio en el volumen a extraer al momento que este es liberado, dada su alta compresibilidad y el confinamiento que este sufre.⁶

⁶ WRIGHT ATKINS, Nigel H. Dealing With Cumulative Environmental risk in Unlocking Access to Constrained Resources in Frontier Areas and Unconventional Resources. SPE 168416, 2014

1.3.1 Fracturamiento hidráulico.

Es un tipo de tratamiento de estimulación, efectuado rutinariamente, en pozos de petróleo y gas, en yacimientos que presentan baja permeabilidad; de aquí su implementación en las formaciones de esquisto, las cuales poseen valores de permeabilidad alrededor de la escala de los milidarcys. Se bombean fluidos, diseñados especialmente para este tipo de trabajos, a alta presión y velocidad en el intervalo del yacimiento que se tratará, lo que hace que se abra una fractura, como consecuencia de sobrepasar la presión que posee la roca para contrarrestar la presión de bombeo. Esta presión se establece a partir de la caracterización de la roca por medio de los estudios pertinentes; el mecanismo por el cual se de este fracturamiento es dependiente de la litología presente, y es verificado con herramientas de geo-análisis tales como la difracción de imágenes y la microsismicidad, siendo esta segunda, la más confiable en las últimas décadas.

Los tramos laterales de una fractura se extienden hacia fuera del pozo en direcciones opuestas, según los esfuerzos naturales presentes dentro de la formación. Los agentes de sostén o “apuntalantes” como granos de arena de un tamaño particular, se mezclan con el fluido para mantener abierta la fractura cuando se complete el tratamiento. El fracturamiento hidráulico crea una comunicación de alta conductividad entre el pozo y la roca, permitiendo el paso del fluido a ser explotado; en otras palabras, el gas entrampado, después de la ejecución de este tratamiento, entre otros que existen, tendrá un canal por el cual circular hacia el pozo, que anteriormente no era posible por las condiciones de confinamiento que proporcionaba la arcilla.⁷

1.3.2 Fluido de fractura.

Es el fluido utilizado con el objetivo de fracturar el área de la formación a intervenir y que en la gran mayoría, de este tipo de operaciones, son fluidos preparados en base agua. El agua puede ser extraída de distintos cuerpos de agua, entre los cuales están, los ríos, lagos, acuíferos someros y acuíferos en el subsuelo; al igual que la jurisdicción, de esta procedencia, puede ser de carácter pública o privada. Se selecciona el agua como fluido para realizar la fractura en la roca debido a que cumple, en su mayoría, con las especificaciones que son requeridas, entre las cuales están:

- Un fluido de fractura tiene que ser compatible con el fluido de formación y compatible con la roca, es decir, no debe generar ningún tipo de reacción, tal es el caso de la emulsión, que pueda generarse, con el hidrocarburo entrampado; no

⁷ LOVISA, Lara. Böhm, Gualtierio. Full 3D Relocation of Microseisms for Reservoir Monitoring. OGS. 2008

debe reaccionar con el agua de formación; no debe generar un bloqueo, dado el caso para los yacimientos de gas seco; no debe desestabilizar las arcillas, entre otras.

- Debe generar un ancho suficiente de fractura para que el agente de sostén penetre hasta la longitud deseada. El ancho depende de la conductividad requerida, la granulometría del agente de sostén y la viscosidad del fluido. Además, la viscosidad es un parámetro a tomar en cuenta al momento de trabajar la tortuosidad.

- Debe ser capaz de transportar el agente de sostén durante todo el tiempo que dura la operación, no serviría el mismo fluido para una longitud de fractura de 50 pies que para una de 200 pies. La capacidad de transporte del agente de sostén es dependiente de la viscosidad, pero puede ser necesario tener mayor viscosidad para convivir con la tortuosidad que para el transporte del agente de sostén.

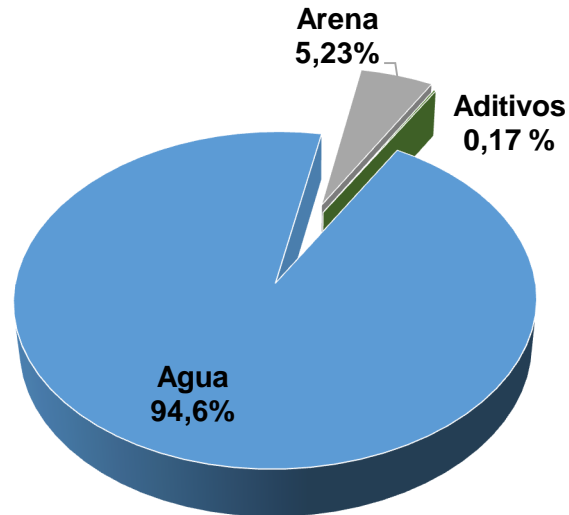
- Debe tener buen control de la pérdida de fluido. Es necesario que algo de fluido pase a la matriz para que la fractura se cierre pero se debe poder controlar esta pérdida. Los requerimientos dependerán de la temperatura, de la permeabilidad y del tipo de fluido de formación.

- Como los volúmenes de fluidos son muy grandes es preferible el uso de fluidos de bajos costos.

A continuación se presenta la composición típica de un fluido de fractura, la cual en su gran mayoría está conformada por agua, seguida por el agente de sostén, y por último, de una mezcla de aditivos químicos, que tienen como objetivo la generación y preservación de la fractura. ⁸

⁸ PALISCH, Terry. CHAPMAN, Mark. Hydraulic Fracture Design Optimization in Unconventional Reservoirs. SPE 160206, 2012

Imagen 3. Composición típica de un fluido de fracturamiento por unidad de volumen



Fuente: The Royal Academy of Engineering, 2012

El 0,17 % de los aditivos químicos incluyen inhibidores de escamas para prevenir su formación en las paredes del pozo; ácidos para ayudar a iniciar el fracturamiento; biosidas para eliminar el material bacteriano que pueda producir sulfuros de hidrogeno y conllevar a la corrosión de la tubería; reductores de fricción para reducir la fricción entre el pozo y el fluido inyectado, surfactantes para el control de la viscosidad del fluido de fractura, entre otros compuestos químicos.

2. MANEJO DE AGUAS EN OPERACIONES DE FRACKING

La debida explotación del gas entrampado en formaciones de esquistos, requiere de un debido proceso, que al igual que en las distintas operaciones de alto riesgo, está encaminado a garantizar el éxito de la operación gracias a una experiencia ya adquirida. Los riesgos en la salud, en las operaciones y al medio ambiente; inherentes en los trabajos de fracking pueden ser mantenidos bajo control, siempre y cuando, los procedimientos sean llevados a cabo correctamente. Dada la larga trayectoria en la implementación de las inyecciones, el debido control de estas se ha realizado, por parte de los entes gubernamentales, a través de las regulaciones pertinentes.⁹

En cifras aproximadas el 98% del fluido utilizado para fracturar la roca es agua, y ya que al momento de realizar una intervención de fracking, la cantidad de agua requerida está en el orden de millones de galones; a continuación se muestra un grupo que etapas que conforman un ciclo de vida para el agua utilizada en este tipo de operaciones.

2.1 ADQUISICIÓN DEL AGUA

La cantidad de agua que se requiere en las operaciones de fracturamiento hidráulico depende del tipo de formación (mantos de carbón, esquistos, arenas de baja permeabilidad, etc.) y de las condiciones ofrecidas por el escenario en donde se llevará a cabo (profundidad del pozo, propiedades del fluido de fractura y diseño del fracturamiento de la roca). La cantidad de agua requerida para una operación de fracturamiento hidráulico en formaciones de mantos de carbón va desde 50.000 a 350.000 galones por pozo. Las cantidades de agua requeridas en formaciones de esquistos son significativamente mayores, de 2 a 4 millones de galones de agua son generalmente necesitados en pozos horizontales.

La tabla 1 muestra como el volumen total de agua usada en operaciones de fracturamiento hidráulico varía dependiendo de la profundidad y de la porosidad encontrada en las formaciones de esquistos.

⁹ The Royal Society, The Royal Academy of Engineering. SHALE GAS EXTRACTION IN THE UK: A REVIEW OF HYDRAULIC FRACTURING, 2012

Tabla 1. Comparación de los distintos requerimientos de volúmenes de agua en diferentes formaciones

Formación	Profundidad (pies)	Porosidad (%)	Contenido Orgánico (%)	Nivel Freático (pies)	Agua de fractura (galones/pozo)
Barnett	6.500 - 8.500	4 – 5	4,5	1.200	2´300.000
Fayetteville	1.000 - 7.000	2 – 8	4 – 10	500	2´900.000
Haynesville	10.500 - 13.500	8 – 9	0,5 -4	400	2´700.000
Marcellus	4.000 - 8.500	10	3 - 12	850	3´800.000

Fuente: United States Environmental Protection Agency, 2011

Se ha estimado que 35.000 pozos fueron perforados para la realización de operaciones de fracturamiento hidráulico en el 2006, solamente en Estados Unidos. Asumiéndose que la mayoría de estos pozos son de tipo horizontal, el requerimiento anual de este país está en el rango de 70 a 140 billones de galones. Esto es equivalente a la cantidad total anual de agua proveniente de fuentes de agua potable entre 40 a 80 ciudades con poblaciones de 50.000 personas, o aproximadamente de 1 a 2 ciudades con poblaciones de 2,5 millones de personas.

En el área de la formación Barnett, los estimados anuales del total de agua utilizada por los productores de gas están entre 2,6 a 5,3 billones de galones desde el 2005 hasta el 2007. Durante el punto más alto proyectado para la producción de gas proveniente de esquistos, en el 2010, el uso total de agua en la formación Barnett fue estimado en 9,5 billones de galones. Esto representa 1,7% del total estimado de agua potable (554 billones de galones) que demandan todos los usuarios de este recurso dentro del área donde se encuentra esta formación.

Para el abastecimiento de esta gran cantidad de agua requerida en este tipo de operaciones, normalmente se utilizan tanques portables de acero para el almacenamiento con capacidad para 20.000 galones, localizados en las instalaciones donde se realizan las perforaciones de los pozos. El agua obtenida también puede ser almacenada en pozos de embalse al costado del pozo perforado o en una ubicación centralizada que da servicio a múltiples sitios. Por ejemplo, en las formaciones Barnett y Fayetteville, el agua es almacenada en embalses grandes y forrados con capacidad desde 8 millones de galones para 4 y hasta 20 pozos de gas; 163 millones de galones para 1.200 y hasta 2.000 pozos de gas. El agua usada para llenar estos tanques generalmente proviene de cualquiera de los dos tipos de

acuíferos encontrados, en el subsuelo o en superficie; depende de la región en donde se esté llevando a cabo la operación de fracking.

El transporte de estos volúmenes de agua a donde se localiza el pozo, depende primordialmente de las condiciones específicas que se presenten en la locación. En muchas áreas, el transporte se realiza generalmente a través de camiones; al largo plazo, y cuando la topografía lo permite, se utilizan tuberías, las cuales deben ser instaladas para la transferencia del agua desde la fuente de donde se obtiene hasta las facilidades de almacenamiento utilizadas.

La captación de agua desde las distintas fuentes, ya sean de subsuelo o en superficie, representa un impacto ambiental; los tipos de impactos posibles van a variar desde una parte del país a otra parte, y de un periodo del año al otro. En la árida Dakota del Norte, el estimado de agua requerida está en 5,5 billones de galones de agua por año para la explotación del aceite y gas provenientes de la formación Bakken, cantidades de agua que para los expertos tienen impactos ambientales significativos. En otras partes áridas del país, los impactos de la obtención de estos recursos deberán ser diferentes. En la formación Marcellus, las personas que argumentan estar en contra de este tipo de operaciones, se enfocan principalmente en los grandes volúmenes de agua requeridos, las altas tasas en los caudales provenientes de pequeñas corrientes que suplen a la población de agua potable.

Un modo de contrarrestar el impacto que produce el requerimiento de grandes volúmenes de agua, es reutilizar el agua proveniente del denominado flowback. Las estimaciones para las cantidades de fluido de fractura que es recogido durante las primeras dos semanas después de que en la fractura se ha causado, son del 25% al 75% del fluido original inyectado y depende de otras variables, incluyendo las propiedades de la formación y el tipo de técnica utilizada. Esta agua debe ser tratada y reutilizada mediante la adición de químicos que garanticen la óptima condición para que sea usada. Sin embargo, no se pueden omitir los retos que la reutilización del agua proveniente del flowback genera, estos debidos a las altas concentraciones de sólidos disueltos y otros constituyentes disueltos que se encuentran en el flowback. Los constituyentes que generalmente se encuentran en estos flujos de retorno son cationes (Calcio, Magnesio, Hierro, Bario y Estroncio) y aniones (cloruros, bicarbonatos, fosfatos y sulfuros), los cuales, pueden interferir con el rendimiento del fluido de fractura por medio de la producción de escamas o interfiriendo con los aditivos químicos usados en la mezcla. El agua reutilizada puede también provenir con alta concentración de otro tipo de contaminantes que requieren de tratamientos para su remoción o disminución, entre los que destacan los procesos de dilución remoción por sedimentación.

2.2 MEZCLADO QUÍMICO¹⁰

Los fluidos utilizados para el fracturamiento hidráulico sirven para dos propósitos: crear la presión que permita propagar las fracturas y para llevar el agente de sostén.

Los tipos y concentraciones de aditivos químicos, y agentes de sostén, varían dependiendo de las condiciones, las cuales a su vez dependen de las propiedades de la formación y las necesidades del proyecto. En algunos casos, las propiedades del yacimiento se ingresan en programas que simulen las fracturas. Estas simulaciones pueden entonces utilizarse para realizar el diseño del fluido, dictando la composición del fluido, las tasas de bombeo, y las concentraciones del material arenoso. En la tabla 2 se muestra la composición volumétrica de un fluido utilizado en una operación de fracking en la formación Fayetteville, Mississippi; como ejemplo de los tipos de aditivos y sus concentraciones.

Tabla 2. Ejemplo de la composición volumétrica de un fluido de fractura

Componente/ Tipo de aditivo	Ejemplo de componentes	Propósito	Composición (%)	Volumen de Químico (galones)
Agua		Llevar el material arenoso	90	2'700.000
Material arenoso	Sílice, cuarzo	Mantener abierta la fractura	9,51	285.300
Ácidos	Ácido clorhídrico	Disolver minerales, inducir grietas de la roca	0,123	3.690
Reductores de fricción	Poliacrilamida, aceite mineral	Reducir la fricción entre el fluido y la tubería	0,088	2.640
Surfactantes	Isopropanol	Incrementar la viscosidad del fluido	0,085	2.550

¹⁰ United States Environmental Protection Agency. PLAN TO STUDY THE POTENTIAL IMPACTS OF HYDRAULIC FRACTURING ON DRINKING WATER RESOURCES. Report. 2011

Tabla 2. Continuación

Cloruro de Potasio		Crear la salmuera transportadora	0,06	1.800
Gel	Goma Guar, hidroxietil celulosa	Espesar el fluido para suspender el agente de sostén	0,056	1.680
Inhibidor de escamas	Etilglicol	Prevenir la tubería de depósitos de escamas	0,043	1.290
Agente de control del PH	Carbonato de Sodio o Potasio	Mantener la efectividad de los demás componentes	0,011	330
Rompedor	Persulfato de amonio	Permitir la ruptura retardada del gel	0,01	300
Reticulador	Sales de borato	Mantener la viscosidad del fluido cuando la temperatura aumenta	0,007	210
Control de hierro	Ácido cítrico	Evitar la precipitación de óxidos de metales	0,004	120
Inhibidor de corrosión	N,N-dimetilformamida	Prevenir la corrosión de la tubería	0,002	60
Biosida	Glutaraldehído	Eliminar las bacterias	0,001	30

Fuente: United States Environmental Protection Agency, 2011

En el caso descrito en la Tabla 2, la concentración total de aditivos químicos fue de 0,49 por ciento. También se calcula el volumen de cada aditivo basado en un volumen total de 3 millones de galones de agua, como fluido base; se muestra que

el volumen total de aditivos químicos es de 14.700 galones. En general, la concentración total de aditivos químicos en un fluido de fractura utilizado para la explotación del gas de esquisto, está entre los rangos de 0,5% a 2% en volumen, con agua y agente de sostén que componen el resto; lo que indica que 15.000 a 60.000 galones del total del fluido para operaciones de fracturación consiste en aditivos químicos.

Los aditivos químicos normalmente se almacenan en tanques, se mezclan con el agua y el agente de sostén antes de la inyección. El Caudal, la presión, la densidad, la temperatura, y la viscosidad; se pueden medir antes y después de la mezcla. Las bombas de alta presión después envían la mezcla al pozo. En algunos casos, se hace uso de equipos especiales para medir las propiedades de los productos químicos mezclados en campo para asegurar un control de calidad.

2.3 INYECCIÓN EN POZO¹¹

En un pozo ya completado, el revestimiento de producción se perfora antes de la inyección de fluido de fractura. Las perforaciones permiten que el fluido inyectado se abra paso a través de la formación. El proceso de fracturar, se puede realizar, ya sea en una sola etapa o en múltiples etapas; según sea lo determinado por la longitud total de la zona de inyección. En un proceso de fractura multi-etapa, la operación, por lo general, comienza con la etapa más alejada de la cabeza del pozo hasta que toda la longitud de la zona se ha intervenido.

La fractura real dentro de cada etapa consiste en una serie de inyecciones que utilizan diferentes volúmenes y composiciones de fluido. A veces, una pequeña cantidad de líquido se bombea en el pozo antes de que comience la fractura real. Este primer paso, conocido como mini-frac, se puede utilizar para ayudar a determinar las propiedades del yacimiento y para permitir un mejor diseño. En la primera etapa del trabajo, el fluido normalmente no lleva agente de sostén; se bombea al pozo a altas presiones para iniciar la fractura. La presión de iniciación de la fractura dependerá de la profundidad y las propiedades mecánicas de la formación. La mezcla ya con el agente de sostén, es bombeada después; luego se inyecta agua para realizar un lavado del fluido de fractura, una vez se tienen realizadas las fracturas.

Se recomienda que varios parámetros sean monitorizados continuamente durante el proceso de inyección, tales como, la presión en superficie, la tasa de suspensión,

¹¹ United States Environmental Protection Agency. PLAN TO STUDY THE POTENTIAL IMPACTS OF HYDRAULIC FRACTURING ON DRINKING WATER RESOURCES. Report. 2011

la concentración y tasa de agente sostén, la tasa de fluido de fractura. El Control de la presión de inyección en superficie es especialmente importante por dos razones:

- Se asegura que la presión ejercida sobre el equipo no exceda la tolerancia de los componentes más débiles.
- Los cambios de presión inesperados, o inusuales, pueden ser indicativos de un problema que requiere pronta atención.

Se pueden analizar los modelos de simulación de fracturas, y las estimaciones de presión de fondo, frente a las distintas curvas contra el tiempo, para determinar la altura de la fractura, la anchura media, y la longitud de la fractura. Los modelos también pueden ser utilizados durante la ejecución del proceso para hacer ajustes en tiempo real en el diseño de la fractura. Además, los monitores micro-sísmicos pueden ser utilizados para trazar las posiciones de las fracturas, aunque esto se hace principalmente cuando una nueva área se está desarrollando o nuevas técnicas se están utilizando. La comparación de los datos micro-sísmicos, para la predicción en los modelos realizados, ayuda a ajustar los datos reales para una mejor determinación de los parámetros anteriormente mencionados.

2.4 AGUA DE PRODUCCIÓN Y FLOWBACK¹²

Después de que se ha conseguido realizar el fracturamiento de la roca, se evidencia una disminución en la presión en fondo del pozo, esto permite que la presión por parte de la formación sea mayor, y en consecuencia el fluido comienza un recorrido desde la roca al pozo. Este flujo en reversa ocasiona que antes de que se ponga a producir el pozo, se tenga una producción del fluido de fractura en combinación con los demás fluidos que naturalmente se generan debido a la interacción con la roca. A esta combinación de fluidos que se están produciendo dentro de este flujo en reversa, se denomina flowback, el cual es un derivado del agua de producción. La definición del flowback no está estandarizada, ya que generalmente, el periodo en el que se produce el flowback, en formaciones de esquistos, se da en un periodo de tiempo de varias semanas, mientras que en formaciones de mantos de carbón este tiempo es mayor.

Las estimaciones de la cantidad de fluido recolectado dentro del flowback, en las operaciones de extracción de gas en las formaciones de esquistos, varía desde valores inferiores a 25% hasta valores entre 70% y 75%. En otras estimaciones que se realizaron, específicamente en la formación Marcellus, se obtuvieron valores entre 10% y 30% del fluido original. Se debe mencionar que se tiene una menor cantidad de información disponible para estas estimaciones en el caso de las

¹² Ibid

formaciones de mantos de carbón. El autor Palmer, en el año 1991, en su trabajo hizo una estimación de un 61% de fluido de fractura dentro del flowback, con un periodo de tiempo de 19 días; este resultado en base a una muestra de un pozo perforado en la cuenca Black Warrior, Alabama.

Las tasas a las cuales se pueden encontrar los flujos de flowback pueden estar en valores superiores a 100.000 galones por día en la primera semana. Sin embargo, esta tasa disminuye rápidamente con el paso del tiempo; actualmente estas disminuciones que se han registrado en las operaciones de fracturamiento de formaciones de esquistos están alrededor de los 50 galones por día. De la producción en reversa a través del flowback, las tasas van disminuyendo hasta pasar a ser agua de producción. La transición entre estos dos flujos no está claramente caracterizada, ya que al igual que en el flowback, el agua de producción contiene también fluido de fractura y materiales propios de la formación; sumándose a estos contenidos, también se producen hidrocarburos. Pero a diferencia del tiempo temprano de existencia del flowback, el flujo de agua de producción se mantendrá a través de todo el periodo de tiempo de vida del pozo.

Las propiedades físicas y químicas, ya sean del flowback o del agua de producción, varían en proporción con las variaciones que se tengan en la composición del fluido de fractura, las propiedades de la formación y con el paso del tiempo que se alcance con el proyecto de extracción. En general, de los análisis de varios reportes en los que se registran las tasas de flowback se muestran que las concentraciones totales de sólidos disueltos pueden estar dentro de un rango de aproximadamente 1.500 miligramos por litro, a más de 30.000 miligramos por litro. En las cuencas Appalachian, Estados Unidos; se tienen una de las producciones con mayor contenido de sólidos disueltos, con concentraciones de aproximadamente de 250.000 miligramos por litro. Estos valores enmarcan un periodo de varias semanas de existencia del flujo de flowback.

Estos valores de concentraciones permiten encontrar en el flowback altas cantidades de iones, entre los cuales están el Bario, Bromo, Calcio, cloruros, Hierro, Magnesio, Estroncio y bicarbonatos; entre los que se registra concentraciones de Calcio y Estroncio a veces mayores a miles de miligramos por litro. Al igual que los iones disueltos, en el flowback también se pueden encontrar sustancias radioactivas, con sus concentraciones que varían dependiendo del tipo de formación. En los reportes de las operaciones en la formación Marcellus, se muestran que para el flowback se han medido concentraciones de más de 18.000 pico-curies por litro y a lo largo del territorio estadounidense hay reportes de concentraciones superiores a 10.000 pico-curies por litro. En estos caudales de flowback también se encuentran disueltos componentes orgánicos volátiles, tales como, Benceno, Tolueno, Xileno y acetonas.

El agua de producción, y de flowback, es almacenada en tanques y pozos de embalse antes o durante las operaciones de tratamiento, al igual que puede ser reutilizada o vertida; el uso de los embalses se puede dar ya sea para un almacenamiento temporal de estos fluidos (embalses de reserva), o para una disposición de tiempo a largo plazo, en donde se daría paso al tratamiento del fluido (embalses de evaporación). La cantidad de embalses que se requieran dependerá de las condiciones del proyecto. En las operaciones de explotación en la formación Marcellus, las regulaciones para el almacenamiento del agua de producción, y de flowback, dictan que se debe hacer para sus respectivos manejos; teniendo en cuenta parámetros, tales como, los tipos de contaminantes y las concentraciones que se tenga, existen procedimientos ya establecidos para los tratamientos seleccionados.

2.5 TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN¹³

El agua residual debe ser manejada, ya sea con tratamientos o con su debida disposición, para lo cual cada región, de acuerdo a las leyes que se tengan, dicta cómo será el debido manejo; dichos parámetros tienen en cuenta las facilidades empleadas por las empresas para el desarrollo del pozo, las condiciones ambientales y las de la formación. El principal método, para la disposición de agua residual en las operaciones de fracking, es la inyección en pozo. La inyección en el subsuelo puede ser un método efectivo, aunque la poca capacidad y los costos de transporte al sitio de inyección a veces pueden significar un problema importante.

En las áreas de las formaciones de esquistos cerca a poblaciones urbanas; un ejemplo de esta cercanía es en la formación Marcellus, el tratamiento de las aguas residuales que se lleven a cabo, ya sea en plantas de áreas de trabajos públicas (POTW por sus siglas en inglés) o en plantas de áreas de trabajos comerciales (CWT por sus siglas en inglés); son una opción para algunas operaciones.

Las CWT deben ser diseñadas para la remoción de los constituyentes presentes en el flujo de flowback y en el flujo de producción; mientras que las POTW generalmente no se prestan para que este tipo de trabajo se dé efectivamente. Por ejemplo, grandes cantidades de Sodio y cloruros son muy dañinos para los recolectores en las POTW y pueden resultar en caudales con altos valores de solidos disueltos. Si las concentraciones totales de solidos disueltos son muy altas en los flujos presentes en las operaciones que se llevan a cabo en las POTW, esto será un problema para las plantas de tratamiento aguas-debajo de las facilidades de las POTW; adicionalmente, en este tipo de locaciones, no se encuentran

¹³ United States Environmental Protection Agency. PLAN TO STUDY THE POTENTIAL IMPACTS OF HYDRAULIC FRACTURING ON DRINKING WATER RESOURCES. Report. 2011

instalaciones que estén encaminadas al tratamiento de minerales radiactivos, los cuales tienen altas probabilidades de que se produzcan.

Otro de los problemas que se pueden encontrar en las POTW son los altos niveles de bromuros, los cuales son muy frecuentes. Las plantas, para el tratamiento de aguas residuales que usan la cloración como un proceso de tratamiento, garantizan una mejor remoción de este tipo de contaminantes; algo de gran importancia, ya que los bromuros están dentro de los compuestos que más daño causa en salud de los pobladores.

Una etapa en el tratamiento de los flujos de producción en las operaciones que se llevan a cabo en las POTW es la descarga de estos flujos ya tratados en las fuentes de aguas potables, en este caso, existen restricciones para las cantidades permisibles de descarga; por ejemplo, en Pennsylvania, estas cantidades deben ser menores al 1% del total del flujo promedio diario.

Una práctica común que se está incrementando en las operaciones de fracking, es la reutilización del fluido de fractura. Para realizar esta práctica, el fluido de fractura se recicla del flujo de flowback, por medio de las facilidades que se deban instalar en el campo para su tratamiento. Los investigadores de la A&M¹⁴ en Texas, por ejemplo, están desarrollando un sistema de tratamiento del flujo de flowback; móvil, el cual está siendo probado en la formación Barnett. En adición a la reutilización del fluido de fractura, este también puede ser tratado en campo para su implementación como agua de riego en la agricultura o para dar al ganado. Por otra parte, la implementación de los dispositivos de campo para tratar el agua producida son una buena opción al momento de tener un fluido en condiciones para ser enviadas a las plantas urbanas de tratamiento, tal es el caso de las unidades de tratamiento de aguas livianas.

Una unidad de tratamiento de agua liviana (LWTU, por sus siglas en inglés), es una de las herramientas en el proceso de limpieza del agua producida, utiliza técnicas de coalescencia y separación para reducir la cantidad de contaminantes presentes; el principio del tratamiento se rige por la ley de Stokes (cuanto más grande es el diámetro de una gota, mayor es la tendencia de ésta a separarse y flotar). Las gotas más grandes se agregan en un espacio entre capas en la parte superior del dispositivo, donde forman una capa libre de que es purgada.

Actualmente las unidades LWTU son empleadas para disminuir la cantidad de petróleo, aun emulsionado en el agua, a niveles inferiores a 20 ppm con velocidades de flujo de hasta 3000 barriles/d. Se basan en la tecnología de Recuperación y

¹⁴ Texas A&M University, Estados Unidos. Primera institución pública del estado de la educación superior, se inauguró el 4 de octubre de 1876; deben su origen a las Actas Morrill de 1862 y 1890, que estableció una institución universitaria de concesión de tierras de la nación.

Remediación Total de Petróleo (TORR) desarrollada por *EARTH* de Canadá; en la cual el agua cargada de petróleo circula a través de una sucesión de capas de coalescencia cargadas con material absorbente de petróleo. Las gotas contaminantes dispersadas, cuyo tamaño varía hasta un mínimo de 2 micrones, se adhieren a la superficie del material absorbente oleofílico donde coalescen y rellenan los espacios intersticiales. A medida que el flujo continúa, las capas del material absorbente se saturan consecutivamente. El flujo continuo de fluido a través de las capas comienza a separar el petróleo fusionado de las superficies saturadas, formándose gotas grandes de varios milímetros de diámetro. El sistema forma un estado de equilibrio constante en cada capa, entre la emulsión que coalesce sobre la superficie saturada y el flujo que separa las grandes gotas de petróleo en la sección siguiente del tanque. A lo largo de la unidad se encuentran espaciadas varias capas absorbentes; cada capa sucesiva intercepta gotas de petróleo cada vez más pequeñas no eliminadas en las etapas previas del proceso.

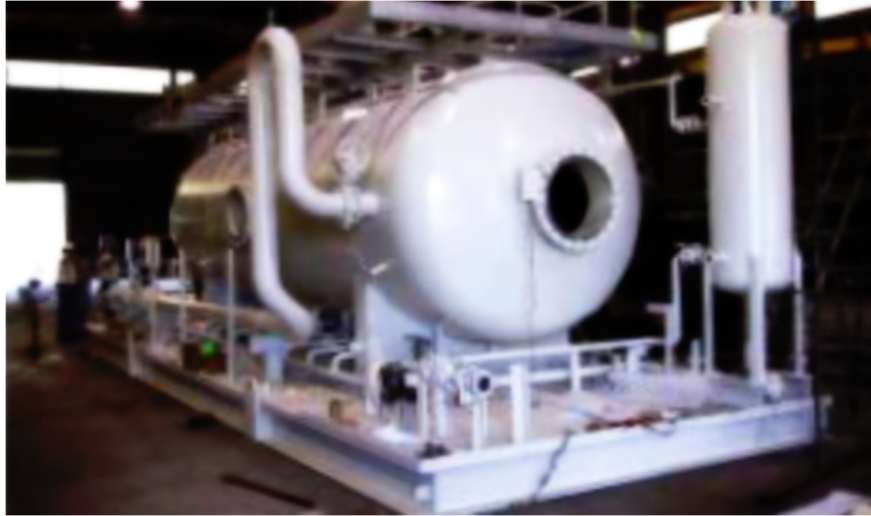
Tecnología potencialmente aplicable a la disminución de agentes contaminantes procedentes de una intervención de fracking; sería el caso para la reducción de iones presentes en el flujo por medio de las respectivas capas con tendencia a entraparlos.

En el 2002 se probó en campo una unidad con capacidad de 750 barriles/d, en una concesión de producción situada en el Oeste de Texas, Estados Unidos. El agua de producción implicaba un volumen de 33.500 bbl de agua que se enviaba a la unidad LWTU. A una tasa promedio de 670 bbl/d, la concentración de petróleo se redujo de 300 a 10 ppm. Posteriormente una prueba realizada en el Mar del Norte con una unidad más grande redujo la concentración de petróleo de 200 a 300 ppm en la entrada, a un promedio de 19 ppm en la salida. Se procesó un total de 600 bbl de mezcla de agua-petróleo a una tasa de 3000 bbl/d.

A continuación se muestra una unidad LWTU puesta en funcionamiento en el 2004 en el área marina de Brasil; la unidad posee una capacidad de procesamiento de 25,000 bbl/d, tiene una longitud de 34 pies y pesa aproximadamente 32 toneladas.¹⁵

¹⁵ ARNOLD, Richard. Managing Water from Waste to Resource. New Mexico State University, 2004

Imagen 4. Unidad *LWTU* Sedco 135D con capacidad de 25.000 barriles por día



Fuente: BURNETT, David. Texas A&M University, Estados Unidos. Modificada por el autor

Se espera para el futuro que se continúen dando los desarrollos en los procesos para el tratamiento de las aguas en el flowback, debido a sus implicaciones en la reducción de impactos ambientales y beneficios técnicos y financieros para las empresas.

3. MANEJO DE AGUAS EN LA FORMACIÓN MARCELLUS

En este capítulo del trabajo de investigación se muestra como caso de estudio, el reporte final enviado por John A. Veil; consultor especializado en aspectos acerca de la afectación que existe sobre las aguas en los procesos industriales del sector energético, bajo la responsabilidad del Laboratorio Nacional Argonne; primer laboratorio nacional de investigación en ciencia e ingeniería en los Estados Unidos, en donde se desarrolla un amplio catálogo de investigaciones en ciencias básicas, almacenamiento de energía y energías renovables, sostenibilidad ambiental y seguridad nacional; administrado por el Departamento de Energía de Estados Unidos mediante UChicago Argonne, LLC; grupo que se compone de la Universidad de Chicago y Jacobs Engineering Group Inc. Argonne forma parte de Illinois Technology and Research Corridor. En el reporte, realizado para el Departamento de Energía de Los Estados Unidos en julio del 2010, se abordan los procedimientos empleados en los trabajos de fracking llevados a cabo en la formación Marcellus para el manejo de aguas.

3.1 PROGRAMA DE INVESTIGACIÓN DOE/NETL.

El Laboratorio Nacional de Tecnologías Energéticas (NETL por sus siglas en ingles), en el Departamento De Energía (DOE por sus siglas en ingles), Estados Unidos; lleva a cabo el manejo de un programa ambiental que tiene como propósito, el encontrar soluciones a las situaciones que se presenten en este medio, a través de los siguientes elementos:

- Manejos de aguas de producción y de flowback, especialmente en áreas de explotación de shale gas.
- Manejo de acuíferos en cuencas donde existan reservas probadas de hidrocarburos.
- Aspectos concernientes a la calidad del aire asociada a trabajos de exploración y explotación.
- Impactos en superficie de áreas donde se lleven a cabo trabajos de exploración y explotación.
- Manejo de acuíferos en áreas árticas.
- Herramientas, para tomas de decisiones, que ayuden a los operarios en mantener un balance entre el desarrollo de las operaciones y el cuidado ambiental.

Hay unos 27 proyectos de carácter privado en este programa, con un valor total de aproximadamente 32 millones de dólares (sin incluir costos compartidos entre las asociaciones). Aproximadamente 10 millones de dólares del monto total está relacionado directamente con la industria, 9 millones con las universidades, 11 millones con las agencias estatales y organizaciones sin-ánimo de lucro, y 2 millones con los laboratorios nacionales. El portafolio de estos proyectos está en equilibrio con el desarrollo tecnológico, la obtención de datos y el desarrollo de software para las herramientas de toma de decisiones.

Algunos de estos proyectos son utilizados como referencia. La información pertinente acerca del programa y de cada proyecto puede ser encontrada en la web:

- TECHNOLOGY SOLUTIONS FOR MITIGATING ENVIRONMENTAL IMPACTS OF OIL AND GAS E&P ACTIVITY:

<http://www.netl.doe.gov/publications/factsheets/program/Prog101.pdf>

- NATURAL GAS AND PETROLEUM PROJECTS, ENVIRONMENTAL SOLUTIONS, PRODUCED WATER MANAGEMENT:

http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/Projects/ENV_TOC.html#Produced

3.2 PROBLEMAS ASOCIADOS CON LA PRODUCCIÓN DE SHALE GAS

Dada la identificación de un ciclo de vida para el agua en este tipo de actividades, resalta el hecho, de que en la producción de shale gas, el agua juega un papel de continuo cambio entre las distintas etapas de una operación. De donde la experiencia de las empresas dictaminan tres problemas importantes, los cuales son abordados a continuación:

3.2.1 Esguerrimiento de aguas pluviales.

En aras para la creación de un sitio apto para la perforación de un pozo, la operadora limpia y clasifica un terreno, el cual pueda ser acomodado para una o más cabezas de pozos, varios pozos contenedores de agua, contenedores de recortes, contenedores de fluidos de perforación, y espacio para la cantidad necesaria de tracto-camiones. Por lo general, este espacio es de 3 a 5 acres de área, sumándole cualquier terreno requerido para la construcción de caminos de acceso. Se muestran algunas fotos, las cuales fueron tomadas por John Veil, en distintas áreas en las que se llevan a cabo estos trabajos en la formación Marcellus, al suroeste de Pennsylvania, en mayo del 2009. Estas imágenes dan una idea de la cantidad de terreno que es necesario para este tipo de operaciones. Las empresas emplean un apropiado manejo y prácticas para evitar el problema del esguerrimiento de aguas desde terrenos inestables.

Imagen 5. Torre de perforación



Fuente: VEIL, John. Illinois, 2010. Modificada por el autor

Imagen 6. Equipo utilizado para el fracturamiento



Fuente: VEIL, John. Illinois, 2010. Modificada por el autor

Imagen 7. Cabeza de pozo completado



Fuente: VEIL, John. Illinois, 2010. Modificada por el autor

Imagen 8. Camino de acceso al pozo



Fuente: VEIL, John. Illinois, 2010. Modificada por el autor

Imagen 9. Camino de acceso a pozo antiguo



Fuente: VEIL, John. Illinois, 2010. Modificada por el autor

Las aguas que llegan hasta el área donde está el pozo, pueden ser controladas a través de la aplicación de grava; creando una contención. La entidad encargada de estos trabajos lleva a cabo capacitaciones al personal; emplea el uso de presentaciones, las cuales pueden ser encontradas en:

www.dep.state.pa.us/dep/deputate/minres/oilgas/new_forms/Marcellus/2010%20MarcellusTraining.htm

Algunas de las presentaciones son acerca de plantas de control de erosión y sedimentos, toda la información encontrada es de gran ayuda para obtener un completo entendimiento de este tipo de intervenciones.

Las siguientes imágenes muestran algunas de las estructuras empleadas para contrarrestar este tipo de problema; capturan y desvían las aguas alrededor del área del pozo, reduciendo la cantidad de agua que transporta sedimentos.

Imagen 10. Canal de desvío para la recolección del escurrimiento



Fuente: VEIL, John. Illinois, 2010. Modificada por el autor

Imagen 11. Final del canal de desvío



Fuente: VEIL, John. Illinois, 2010. Modificada por el autor

Imagen 12. Estructura de control para aguas pluviales



Fuente: VEIL, John. Illinois, 2010. Modificada por el autor

3.2.2 Abastecimiento de agua.

Este es el segundo problema que se presenta; el encontrar una buena fuente de abastecimiento de agua para el soporte de los trabajos de perforación y completamiento, al igual que para la preparación del fluido de fractura. El agua para la perforación y el preparado del fluido de fractura puede provenir de acuíferos superficiales, acuíferos en el subsuelo, redes municipales, y agua reutilizada de otros trabajos de fracturamiento. Esta agua puede ser transportada por medio de tracto-camiones o tubería. En la imagen 13 se muestra el medio empleado en estos trabajos, el cual fue el tracto-camión.

En las estimaciones previas realizadas para los requerimientos de agua, al inicio de la intervención, se tienen que para la perforación es necesario una cantidad aproximada de 80.000 galones por pozo; dependiendo de los tipo de fluidos empleados, y de la profundidad a la que se llegaría. La cantidad requerida para el trabajo de fractura esta aproximadamente en 3'800.000 galones por pozo.

Imagen 13. Tracto-camiones utilizados



Fuente: VEIL, John. Illinois, 2010. Modificada por el autor

Imagen 14. Unidad de bombeo para mover el agua al siguiente pozo



Fuente: VEIL, John. Illinois, 2010. Modificada por el autor

Imagen 15. Tubería utilizada en el bombeo



Fuente: VEIL, John. Illinois, 2010. Modificada por el autor

3.2.3 Manejo en superficie.

Este es el tercer problema que se presenta, el manejar los volúmenes de aguas que llegan hasta superficie desde el pozo. El operador, para llevar a cabo la fractura en la roca, inyecta una gran cantidad de fluido en la formación; una vez que la presión es liberada, se tiene que una porción de fluido inyectado que fluye de regreso a la superficie en los primeros días o semanas. Durante un periodo de tiempo mayor, el agua que es propia del yacimiento también comienza a fluir hacia el pozo. Mientras muchos autores consideran que el flowback hace parte del agua de producción, en este trabajo se hace énfasis en la diferenciación de estos dos flujos. Por lo general, en el flowback y en el agua de producción existe un alto nivel de sólidos disueltos y muchos otros contaminantes. Cuando ya ha pasado un gran tiempo de producción, el volumen de agua se irá disminuyendo.

En una inyección, es de esperarse que parte del volumen inyectado regrese a superficie. El grupo consultor GWPC realizó un reporte en el que determinó que de 30% a 70% del fluido inyectado regresa en el flujo de flowback. Sin embargo, de la experiencia de los trabajadores en la formación Marcellus, sugieren que el porcentaje de esta cercanamente por debajo del 70%, el resto del fluido permanece en el espacio poroso.

El manejo, por parte de los operadores, con estos flujos debe hacerse de la forma que represente mayor efectividad económica dentro del marco legislativo del sector, entre las opciones que se tienen están:

- Utilizar pozos para disponer de estas aguas.
- Disposición en un acuífero cercano.
- Transportar a una planta de tratamiento de agua.
- Reutilizar para un siguiente trabajo de fracturamiento, con o sin tratamiento.

3.3 PROCEDIMIENTOS

Teniendo en cuenta las opciones, o procedimientos a seguir, disponibles para el manejo de aguas en las operaciones de fracking, se muestran cuáles son las escogidas por los operadores que tienen intervenciones en la formación Marcellus.

3.3.1 Recolección de datos.

En aras de identificar las opciones viables para el manejo de aguas, las cuales están actualmente en uso, el Laboratorio Nacional Argonne se puso en contacto con un grupo de compañías encargadas de la extracción de gas natural en la formación Marcellus. Aunque esta alianza, o grupo de compañías, está concentrada primordialmente en el desarrollo de esta actividad en Pennsylvania, un buen número de compañías están trabajando, o planeando hacerlo, en otros estados donde se localiza esta formación. Un representante de la alianza dio a conocer un listado de 8 compañías que trabajan en la formación Marcellus para cualquier contacto que sea necesario por parte de la comunidad. El Laboratorio Nacional se puso en contacto con cada una de estas compañías, sumándose 3 más que adelantan trabajos en el manejo de aguas en este sector. Como resultado, la respuesta por parte de cada compañía fue la de dar a conocer que el desarrollo de estas actividades era asunto confidencial. Adicionalmente, John Veil realizó una visita en mayo del 2010 a 4 plantas comerciales de tratamiento de aguas, las cuales reciben aguas de los pozos de la formación Marcellus. Estas plantas utilizan diferentes mecanismos en el tratamiento de las aguas de producción y de flowback, que son descritos más adelante.

3.3.2 Disposición en pozos de inyección.

El grupo consultor GWPC dio a conocer un listado de las opciones que se tienen para el manejo de aguas en el desarrollo de trabajos de extracción de gas en formaciones de esquistos. En todos los trabajos adelantados se utilizan como medida primordial, para la disposición de aguas residuales, el uso de pozos inyectorios; excepto en los que se llevan a cabo en lugares donde rigen las leyes de

Pennsylvania y de New York, en estos lugares, casi ninguno o ningún pozo es utilizado para la disposición del agua residual, ninguno que sea de carácter comercial. Los lugares en donde esta opción es viables, por ejemplo en Ohio y al oeste de Virginia, se pueden encontrar pozos dentro de las mediaciones del lugar de extracción o por fuera de estos lugares, siendo operados por terceros de forma comercial.

Para dar una idea de cómo son estos tipos de pozos de disposición, se muestra en la imagen 16; los que son utilizados en la formación Barnett en Texas. Las aguas de producción y de flowback son llevadas hasta este lugar en tracto-camiones, y son transferidas en primera instancia a los tanques de almacenamiento. El agua es inyectada a una profundidad en donde la porosidad y la aceptación, por parte de la roca, son viables para la disposición.

Imagen 16. Pozo de disposición de aguas residuales y tanques de almacenamiento en Texas



Fuente: VEIL, John. Illinois, 2010. Modificada por el autor

Algunos operadores que trabajan en la formación Marcellus utilizan los pozos localizados en Ohio para la disposición de sus aguas residuales; John Veil se puso en contacto con el Departamento de Recursos Naturales de Ohio, más específicamente, con la División de Manejo de Recursos Minerales; con el fin de saber que compañías estaban recibiendo estas aguas desde Pennsylvania. Tom Tomastik, administrador del programa de control de inyección en Ohio, respondió que, en el estado de Ohio no se distingue entre pozos comerciales y no-comerciales

de inyección clase II (pozos donde se inyectan tanto agua, como petróleo y gas), por lo que es cuestión del operador el elegir de donde provienen las aguas que entran a estos sistemas, siendo un tanto complejo determinar si se están recibiendo aguas de las compañías en Marcellus; y dadas las políticas del estado, es más común el estar recibiendo volúmenes procedentes de afuera.

A continuación se muestra una tabla con la información acerca de los pozos permitidos para la disposición de los fluidos residuales en Ohio, donde aparecen los pozos que son operados de forma comercial y los pozos de inyección clase II; al igual que los volúmenes manejados.

Tabla 3. Pozos de inyección para la disposición de aguas residuales en Ohio

Condado	Operadora	Contrato	Volumen de disposición (bbl/año)
Ashtabula	B & B Oilfield Services, Inc.	Miller & Co. #3	75.212
Ashtabula	B & B Oilfield Services, Inc.	Clinton Oil SWIW #2	75.211
Athens	Carper Well Service	H. Ginsburg #1	49.163
Guernsey	David R. Hill, Inc.	Devco Unit #1	312.753
Guernsey	Dover Atwood Corp.	Kopolka #1	76.311
Guernsey	Arvilla Oilfield Services LLC	Slifko #1	14.835
Holmes	OOGC Disposal Company	Killbuck Disposal Well #1	164.202
Holmes	Mac Oilfield Service, Inc.	F. Hawkins #1	95.061
Licking	OOGC Disposal Company	Ronald F. Moran #1	190.437
Mahoning	Brineaway, Inc.	Salty Dog #1	26.940

Tabla 3. Continuación

Mahoning	Brineaway, Inc.	Salty Dog #3	45.019
Mahoning	Brineaway, Inc.	Jenkins #1	52.181
Morgan	Broad Street Energy	Cook #2-A	15.442
Morrow	Fishburn Producing, Inc.	J.F. Mosher #1	11.585
Morrow	Fishburn Producing, Inc.	Fishburn #1	90.739
Morrow	Fishburn Producing, Inc.	Clinger Unit #1	47.250
Morrow	Fishburn Producing, Inc.	Power (Fegley) #1	20.853
Noble	Arvilla Oilfield Services LLC	H. Dudley #1	153.307
Noble	Triad Resources, Inc.	Warren Drilling #1	230.731
Noble	Carper Well Service	Bryan-Smith Unit #1	188.055
Perry	R.C. Poling	Rushcreek Partners et at #1	181.470
Portage	Ray Pander Trucking, Inc.	J. & D. Blazdek #2	81.206
Portage	Ray Pander Trucking, Inc.	Plum Creek #1	59.362
Portage	William S. Miller, Inc.	Wilcox #1	245.519
Portage	Salty's Disposal Wells, LP	Myers #1 Unit	206.535
Portage	Salty's Disposal Wells, LP	Groselle #2	176.989
Portage	B & B Oilfield Services, Inc.	Long #1	103.438
Stark	Ray Pander Trucking, Inc.	Belden & Blake Corp. SWDW #5	96.127

Tabla 3. Continuación

Stark	Ray Pander Trucking, Inc.	Ed Lyons (Genet) #1	171.790
Stark	Brineaway, Inc.	The Salty Dog #2	187
Stark	Brineaway, Inc.	J & E Walker #2	30.645
Stark	Brineaway, Inc.	Kolm #1	30.645
Trumbull	Ray Pander Trucking, Inc.	Eva Root Wolf #1	8.323
Trumbull	Ray Pander Trucking, Inc.	Wolf #2	104.443
Trumbull	Ray Pander Trucking, Inc.	Pander #1	113.941
Washington	Carper Well Service	Davis-Huffman #2	1.744
Washington	Carper Well Service	Davis-Huffman #3	9.180
Washington	Virco, Inc.	Helen Hall #1-19	121.978
Washington	Broad Street Energy	H.L. Flower #1	147.728
Washington	OOGC Disposal Company	Long Run Disposal #1	611.725
Wayne	Mac Oilfield Service, Inc.	Weldon Mohr #2	29.651
		Volumen Total Inyectado	4'467.913

Fuente: Tomastik, Tom. Departamento de Recursos Naturales de Ohio, 2010

En el estado de Ohio se ha activado la producción de gas y petróleo en pozos que no hacen parte de la formación Marcellus. De donde estaría entrando una cantidad mayor de aguas residuales a estos pozos de disposición en comparación a la que entra de los pozos que producen de la formación Marcellus. No todos los condados tienen permiso para operar pozos de disposición, como se muestra a continuación, los condados con permiso para operar esta clase de pozos están marcados con una estrella. De donde la mayoría de los pozos están localizados en la parte este del estado.

Imagen 17. Condados en donde están localizados los pozos comerciales para la disposición de aguas de producción y flowback



Fuente: Ohio Department of Health. Modificada por el autor

El laboratorio Nacional Argonne pregunto por información similar acerca de los pozos comerciales al Departamento de Protección Ambiental de Virginia sin recibir respuesta alguna. Se realiza el reporte de tres facilidades que operan este tipo de pozos, recibiendo las aguas residuales entre el periodo de tiempo que va desde octubre del 2005 hasta abril del 2006; sin embargo, dos de ellos fueron los que

otorgaron la información. Estos fueron Base Petroleum en Charleston, Virginia; y Danny Web Construction en Brenton, Virginia. Cuatro empresas enlistadas han indicado que hacen el transporte de sus aguas residuales a los pozos comerciales de disposición. Tres de las cuales hacen sus descargas en pozos localizados en el estado de Ohio, mientras que la cuarta empresa no especifico ninguna locación.

3.3.3 Vertimientos.

Una práctica común en varios sectores industriales en donde se producen desperdicios líquidos, es la de realizar descargas de estos, en corrientes de ríos y otros tipos de afluentes de aguas presentes en las cercanías; siendo igualmente el caso para el sector energético. Se deben conceder los permisos pertinentes para realizar esta tarea, y para el caso de los Estados Unidos, estos permisos los otorga el Sistema Nacional de Eliminación de Contaminantes (NPDES por sus siglas en ingles).

La descarga de aguas residuales directamente de los pozos productores representa un gran desafío. En primer lugar, estos volúmenes de agua contienen altos niveles de salinidad y otros solidos disueltos que requieren de ser tratados. Para conseguir un permiso de descarga, el Departamento de Protección Ambiental de Pennsylvania (PADEP por sus siglas en ingles) en abril del 2009, propuso como medida estándar, que deben cumplir las aguas de pozos de petróleo y gas para ser aptas a verter, la de 500 mg/L en solidos disueltos, 250 mg/L de sulfuros, 250 mg/L de clorhidratos, y 10 mg/L de Bario y Estroncio. En mayo del 2010, la entidad encargada del análisis de calidad de estas aguas en Pennsylvania, propuso unos nuevos estándares de medidas para con las regulaciones que en ese estado existen.

En segunda instancia, la Agencia de Protección Ambiental, ha establecido estándares de descarga para varios sectores industriales, dados a conocer en una guía de limitantes de descarga (Effluent Limitations Guidelines), de donde las limitantes para los volúmenes residuales en el sector de hidrocarburos están especificadas en el Título 40, parte 435 del Código Federal de Regulaciones. En la guía se estipula que no se deben de dar las descargas de aguas de producción de pozos en tierra, teniendo dos tipos de excepción. La primera aplica a las facilidades ubicadas al occidente del meridiano 98 y la segunda aplica a pozos de petróleo con producción muy baja (menor a 10 bbl/d). De acá resalta el hecho de que ninguna de estas dos excepciones aplica a los pozos productores de gas natural de la formación Marcellus. En las revisiones presentadas a estas normas, se estableció que en ningún caso, que las aguas residuales proveniente de pozos productores de petróleo y gas puede ser directamente vertidas en cuerpos de aguas superficiales. Estas aguas residuales pueden ser enviadas a plantas de tratamiento, las cuales deberán poseer un permiso, dado por EPA en un pre-tratamiento, para poder recibir este tipo de desechos que deben cumplir con los mínimos estándares locales.

Se hace mención de que ningún operador en la formación Marcellus está realizando vertimientos, de aguas de producción o de flowback, directamente a cuerpos de agua superficiales. Se está realizando el debido procedimiento de enviar estos desechos a plantas de tratamiento que cuentan con los debidos permisos y posteriormente se realizan los vertimientos.

3.3.4 Transporte a plantas de tratamiento.

Previamente al rápido crecimiento en los trabajos llevados a cabo en la formación Marcellus se generaban, relativamente, pocos volúmenes de aguas residuales en la extracción del gas natural. Las plantas de tratamiento aceptaban cantidades limitadas de aguas de producción y de flowback por parte de los operarios. Estas aguas eran llevadas por medio de camiones desde las piletas o tanques de almacenamiento hasta las facilidades de tratamiento.

La mayoría de tecnologías encontradas en estas plantas estaban encaminadas a la remoción de sólidos en suspensión y material biodegradable, pero carecían de capacidad para tratar la salinidad y otros solidos disueltos. En cuanto se dio el crecimiento en la extracción de gas natural, los operadores comenzaron a enviar, en estas aguas, a las plantas cantidades con concentraciones mayores de salinidad y solidos disueltos; en consecuencia, en los vertimientos, los niveles de estos contaminantes también aumentaron. En las revisiones realizadas a la guía para el vertimiento de aguas, se realizaron más restricciones, en las cuales estaban los volúmenes que podían aceptar las plantas de tratamiento.

En el estado de Pennsylvania se encuentran un buen número de plantas comerciales para tratar las aguas residuales de las operaciones de extracción de hidrocarburos desde hace varios años. Siendo directamente proporcional la relación entre el crecimiento del volumen de estas aguas y el número de compañías nuevas dispuestas a recibirlas.

A continuación se muestra una tabla con la información acerca de las facilidades a las que el agua de producción y de flowback llega, o en las que se estarían haciendo los trámites para obtener los permisos para poder aceptarlas. Los costos mostrados en la tabla son del periodo entre el 2005 y el 2006, por lo que en la actualidad hay que tener en cuenta las variaciones pertinentes.

Tabla 4. Opciones en el manejo de aguas empleadas por algunas operadoras en la formación Marcellus

Operadora	Información suministrada
Chesapeake Energy	<p>Esta empresa maneja sus aguas de producción y de flowback en concordancia con las regulaciones federales y estatales que rigen en los estados que comprende la formación Marcellus. Emplea investigaciones hacia métodos con el menor impacto ambiental posible que pueda garantizar la compañía. En varios lugares, se emplea el transporte de las aguas residuales hacia facilidades comerciales de disposición, plantas de tratamiento; o se realiza el manejo para la reutilización. También se emplea la inyección en pozo, donde esta sea la opción más práctica, sin embargo, estos no están en el mismo lugar en donde están los pozos productores.</p>
Range Resources	<p>Se intenta de reutilizar el 100% del agua proveniente del flowback, de salmuera de producción y de las operaciones de perforación. Los mecanismos utilizados son los de asentamiento y dilución. Haciéndose un trabajo de retroalimentación en el rendimiento de los pozos, se observa que hay buenos resultados en el empleo del agua reutilizada del proceso de dilución, que como se obtendrían al usar agua fresca. Esta compañía no hace mención de los aspectos acerca de la estabilidad del fluido de fractura, precipitación de escamas o de crecimiento bacteriano en fondo de pozo. Se emplean aditivos y un diseño convencional para la preparación del fluido de fractura.</p> <p>En el 2009 se completaron 44 pozos y se hicieron trabajos de fracturamiento involucrándose 364 etapas. El total en volumen de fluido de fractura fue de 158 millones de galones, con un 28% de ese volumen proveniente de agua reciclada. Se obtuvo un beneficio de 3,2 millones de \$ en menor demanda de agua fresca, camiones y facilidades para disponer del agua. Un 17% de los pozos operados utilizaron el reciclaje del agua y un 50% de estos, están entre los 25 pozos con mayor producción.</p>

Tabla 4. Continuación

EQT	<p>Se reutilizo el total del agua proveniente del flowback sin tratamiento alguno. Se emplean camiones para transportarla hacia el próximo lugar (siguiente pozo) donde es mezclada con agua fresca. Parte del agua de producción se lleva a una planta comercial (AOP Clearwater) de tratamiento al este de Virginia, y la otra parte es llevada a un pozo comercial de disposición en Ohio.</p>
East Resources	<p>Se recicla el total del agua de producción y de la obtenida en operaciones de perforación y de fracturamiento de otros pozos. No hay tratamiento para los sólidos totales disueltos, aunque es mezclada con agua fresca. En un pozo, por lo general, se emplean 3,5 millones de galones de agua como fluido de fractura. Se obtienen entre un 18 a 20 % de retorno a superficie. Se buscan otras alternativas para la adquisición del agua, tales como, agua de producción de formaciones someras, acuíferos y aguas tratadas.</p>
BLX	<p>Es una empresa de producción relativamente pequeña, en donde no se perfora la misma cantidad de pozos en comparación con las demás. No hay un tratamiento para la reutilización del agua, dado el corto tiempo del que se dispone entre los procedimientos para fracturar. Básicamente, cuando se transporta agua hacia la siguiente operación, esta es diluida con agua fresca; el resto es llevada hacia un pozo de disposición en New Castle, Pennsylvania, o hacia algunas otras facilidades comerciales de disposición.</p> <p>Esta compañía participa, con al menos dos pozos, en procesos de tratamientos de agua de producción utilizando tecnología de destilación térmica. Es citada como ejemplo en el senado de Pennsylvania. También tiene participación en el proyecto DOE/NETL en el que se caracterizan los resultados de los procesos llevado por la empresa AltelaRain en los tratamientos de aguas de producción y de flowback.</p>

Tabla 4. Continuación

<p>Norse Energy</p>	<p>Esta empresa opera en New York y actualmente cuenta con un pozo en la formación Marcellus. Se han propuesto nuevos pozos, de los cuales se esperan las aprobaciones pertinentes dadas por el Departamento de Control Ambiental de New York. Para el pozo existente en esta formación, se ha realizado la disposición del agua residual en dos facilidades ubicadas en Warren, Pennsylvania y Franklin, Pennsylvania. Se buscan otras facilidades en Williamsport, Pennsylvania para los pozos propuestos. Los costos en los camiones son el factor de mayor importancia en los costos de manejo de aguas; con el objetivo de reducirlos, se estudia la opción de transportar estos fluidos a una planta de tratamiento de aguas residuales, que permitirá tal reducción.</p> <p>Se buscan otras opciones. Tal es el caso, si es posible, se utilizara la inyección en pozo, empleando una inyección centralizada con un sistema de recolección de aguas provenientes de otros pozos productores. Al igual que está el reutilizar el agua en pozos futuros.</p>
---------------------	---

Fuente: Argonne National Laboratory, 2010

De acuerdo con la tabla, hay varias opciones que actualmente se emplean (y otras presentadas aun como propuestas) por parte de las operadoras encargadas de la extracción de gas natural para el manejo de aguas de producción y flowback. La mayoría de ellas emplean, para una parte del flujo de retorno o para la totalidad, la reutilización. El agua que no es reciclada, es transportada a plantas de tratamientos o a pozos de inyección.

3.4 Observaciones.

Es totalmente claro el gran interés que hay presente en las labores de extracción de gas proveniente de la formación Marcellus. Esta formación, al igual que debe hacerlo un nuevo proyecto de explotación, ofrece un gran sustento en cuanto a recursos energéticos y beneficios económicos; sin embargo también representa un depósito de acciones que impactan en el medio ambiente y crea problemas de orden social. De acuerdo con este orden de ideas, se describen tres tipos de asuntos relacionados con el manejo de aguas que resaltan de las operaciones de explotación de shale gas:

- Control de escurrimientos de aguas provenientes de lluvias en áreas inestables.
- Adquisición de suficiente agua óptima para llevar a cabo los nuevos trabajos de fracking.
- Manejo de aguas de producción y de flowback provenientes de los pozos.

Haciendo énfasis en el tercer aspecto, a continuación se presentan las principales observaciones que pueden ser consideradas como referentes en aspectos relacionados con futuras operaciones de fracking en Colombia:

- En los trabajos de fracking en la formación Marcellus, por lo general, se inyectan varios millones de galones de fluido de fractura (que en su composición es mayormente agua). En algunos otros bloques en donde se llevan a cabo tareas similares de explotación, el volumen de agua de flowback están en el rango de 30% a 70%, de donde los volúmenes en la formación Marcellus son menores (normalmente menores a 25%).
- Después de la producción de agua de flowback, dentro de pocas semanas del desarrollo del trabajo de fracking, la mayoría de pozos presentan flujos de agua de producción en menor cantidad durante varios años.
- Históricamente, en las operaciones de extracción de petróleo y gas en Pennsylvania se transporta el agua producida hacia pozos inyectores en Ohio, plantas de tratamiento, y demás facilidades destinadas al manejo de este tipo de residuos. Estos tipos de prácticas continúan hoy en día, bajo las restricciones legales de cada estado. Sin embargo, dado el incremento de los volúmenes de aguas residuales (en consecuencia al crecimiento de este sector) se presenta un incremento en las concentraciones de sólidos que deben manejar las plantas, de donde se han establecido impuestos correspondientes a estas corrientes que van a ser vertidas, y más plantas de tratamiento se han puesto en funcionamiento.
- El estado de Pennsylvania ha adoptado mayores regulaciones hacia los trabajos de vertimiento de aguas de las operaciones de fracking. Las compañías comerciales que ya disponían de derechos de vertimientos, han renovado estos tipos de permisos para los manejos de los niveles actuales de aguas residuales en concordancia a los nuevos niveles existentes de sólidos disueltos.

4. TECNOLOGÍAS APLICADAS AL TRATAMIENTO DE AGUAS

En este capítulo se exponen un compendio de tecnologías aplicadas al manejo de aguas contaminadas; Identificándose en operaciones de fracking como aguas contaminadas los flujos de agua de producción y de flowback. Teniéndose como base el reporte, Sistema Integrado para el Tratamiento y Gestión de Aguas de Producción (An Integrated Framework for Treatment and Management of Produced Water); desarrollado como resultado de una investigación liderada por la Escuela de Minas de Colorado (CSM por sus siglas en ingles) y financiada por la Asociación de Investigación para la Seguridad Energética de América (RPSEA por sus siglas en ingles); en el que se presenta una revisión bibliográfica exhaustiva y una evaluación técnica para las tecnologías existentes y otras emergentes que han sido utilizadas, o que están propuestas para futuras operaciones. Se incluyen procesos independientes, configuraciones híbridas, y paquetes de tratamientos comerciales; desarrollados tanto para operaciones de explotación de petróleo como de gas, y con cero vertimientos. Este trabajo considera las etapas de pre-tratamiento, desalinización, post-tratamiento, disposición final de los residuos; para cumplir con estándares de calidad de agua y contribuir con la generación de los escenarios de mínimo impacto ambiental. Resalta el hecho de que para el caso de las tecnologías comerciales, son resultados de configuraciones de únicas mecanismos unitarios.

En este trabajo de investigación se hace un enfoque hacia las tecnologías unitarias primarias para el tratamiento de aguas residuales en operaciones de fracking.

A la hora de eliminar los contaminantes que existen se pueden usar desde sencillos procesos físicos como la sedimentación hasta otros más complejos como la filtración. También son utilizados los métodos químicos, como la precipitación química o la reducción electrolítica; y otros biológicos, como son los filtros bacterianos o el lagunaje, conocidos también como tratamientos secundarios, son precisamente estos últimos los más habituales en el tratamiento de aguas en Colombia.

Para obtener un estándar que permita evidenciar una comparación entre los desempeños expuestos por cada tecnología, ya que estos son dependientes de las condiciones de operación, es necesario utilizar unos criterios de evaluación que serán el perfil presentado por cada proceso seleccionado como objeto de estudio.

4.1 EVALUACIÓN DE CRITERIOS

Los criterios seleccionados para la evaluación de cada tecnología empleada en el tratamiento de aguas, han sido escogidos de acuerdo a los estudios consultados en las distintas fuentes de información y que están agrupados en el reporte

anteriormente mencionado. Criterios que van desde aspectos como el estado actual en la industria (para las tecnologías que son frecuentemente empleadas), pasando por aspectos técnicos (operación y mantenimiento), hasta tocar aspectos financieros. Estos criterios están organizados de la siguiente manera:

Tabla 5. Evaluación de la tecnología seleccionada

CRITERIO	DESCRIPCIÓN
Estado de la industria	Tecnologías emergentes o existentes en cada industria empleadas para el tratamiento previo del agua teniendo en cuenta el nivel empleado para la producción (escala completa, escala piloto, banco de prueba), si es competitivamente o no rentable, y el tamaño de la planta.
Calidad del agua en los contenedores	Rango aplicable de sólidos totales disueltos, composición de los tipos de químicos, constituyentes preocupantes que aún permanecen presentes, como: hidrocarburo, sólidos suspendidos, dureza, boro, sílice, bario, hierro, manganeso, etc.
Calidad del agua producida	Total reportado o estimado de rechazo en términos de sólidos totales disueltos, sodio, constituyentes orgánicos, metales pesados, amoníaco, entre otros.
Eficiencia de la recuperación	Eficiencia de la producción específica en términos de y/o recuperación de agua producto, estimado reportado.
Uso de energía	Tipos de energía necesaria y poder requerido.
Uso de químicos	Tipos de químicos requeridos para el proceso de control (tales como: para la regeneración, abordaje, desincrustación, alcalinización, corrosión, y desinfección) y limpieza.
Tiempo de vida de componentes principales	Expectativa de vida del proceso y cambios necesarios.

Tabla 5. Continuación

Consideraciones de la infraestructura	Conocimiento de la infraestructura en cuanto a las limitaciones o consideraciones tales como la modularidad, la movilidad, el tipo de energía, huella relativa, suministro eléctrico, establecimiento, descarga de la salmuera, almacenamiento de productos químicos, etc.
Consideraciones de las operaciones y el mantenimiento	Niveles de monitoreo y control requerido, incluido el control de calidad. Nivel de habilidad en la labor requerida. Nivel de flexibilidad: fácil adaptación a altas variaciones de cantidad y calidad de agua. Nivel de robustez: habilidad del material para resistir a arduas condiciones, por ejemplo a bajas temperaturas, cerrar y reiniciar.
Costos	Capital, operación y gastos de manutención. Identificación del costo de los componentes incluido la eliminación de residuos. Identificación de los componentes.
Pre-tratamiento aguas arriba	Tipos y niveles de tratamiento requeridos antes de aplicar la tecnología.
Post-tratamiento aguas abajo	Tipos y niveles de tratamiento requeridos después de aplicar la tecnología.
Manejo o eliminación de residuos	Mecanismos empleados para la disposición del material de desecho propio de cada tecnología.

Fuente: Colorado School of Mines, 2009

4.2 TECNOLOGÍA DE FILTROS AIREADOS BIOLÓGICOS¹⁶

Este tipo de tecnología utiliza un medio sumergido para la fijación de los microorganismos; el aire se suministra a través de un equipo de aireación. Se caracteriza por la capacidad de fijar grandes cantidades de microorganismos en la superficie del medio y reducir el volumen en un reactor biológico. El término filtro

¹⁶ MINISTERIO DE DESARROLLO ECONÓMICO, Dirección de Agua Potable y Saneamiento Básico. TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES. REGLAMENTO TÉCNICO DEL SECTOR DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO BASICO. República de Colombia, 2000

aireado biológico (BAF por sus siglas en inglés) se refiere a una clase de mecanismo que incluyendo la película fija y los procesos de crecimiento adjuntos, los filtros de desbaste, filtros intermitentes, filtros de medios de lecho fijo, y los filtros percoladores convencionales.

Consta de medios permeables, tales como rocas, grava, o medios de plástico. El fundamento base de esta tecnología es la filtración, la cual es un proceso unitario de separación de sólidos en suspensión en un líquido mediante un medio poroso, que retiene los sólidos y permite el paso del líquido. Debe evitarse el empleo de materiales de diámetro muy pequeño y con elevado valor de área específica, que causen obstrucción temprana del medio filtrante o que dificulten la limpieza.

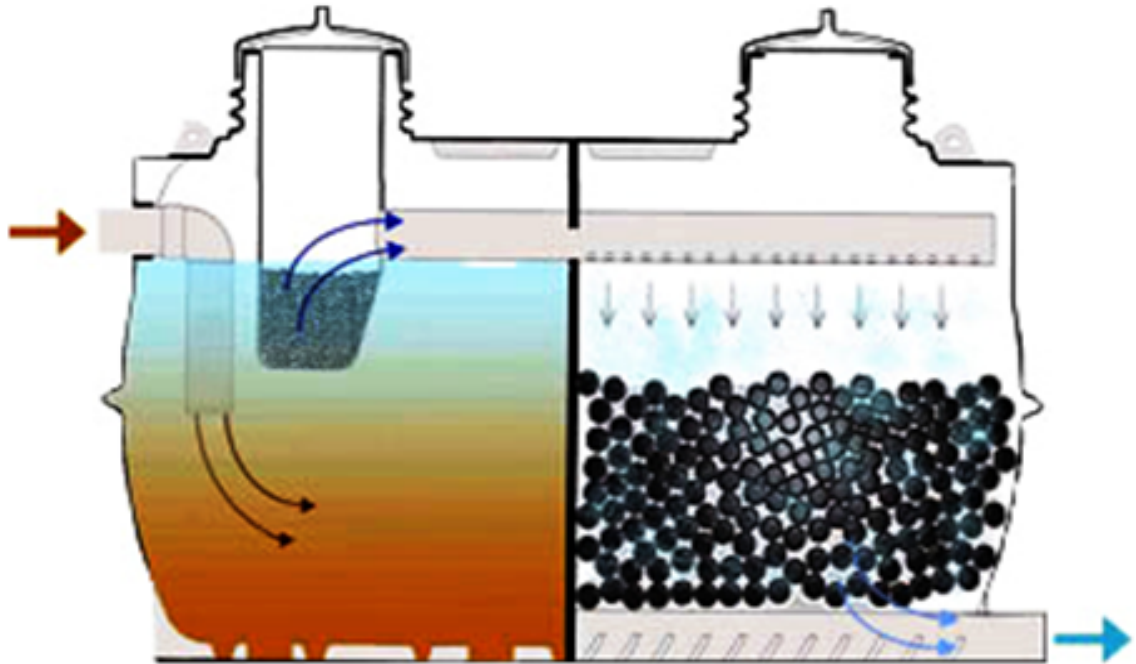
El agua a tratar fluye hacia abajo a lo largo de los medios de comunicación y con el tiempo genera la película microbiana en la superficie de los medios. El medio facilita una remoción bioquímica de los constituyentes orgánicos a través de la oxidación. Este es un proceso aeróbico y por lo tanto las condiciones aeróbicas son mantenidas por medio de bombas y ventiladores acoplados al sistema. El incremento del grosor de la capa microbiana continúa en tanto el filtro es utilizado. Eventualmente, la capa microbiana se torna a un grosor suficiente hasta el punto que una parte delgada se convierte en anaeróbica, y en consecuencia, la capa microbiana comienza a moverse en el efluente del filtro.

El medio debe ser duradero y económico, al igual que debe tener, como anteriormente se mencionó, un alto valor de área por unidad de volumen. El tipo de medio implementado, es por lo general, determinado en base a que materiales hay disponibles en las cercanías. Por lo general, en condiciones de campo los materiales mayormente disponibles son piedra y grava. Cuando son estos los materiales para la construcción del medio, la piedra debe de tener entre uno y cuatro pulgadas de diámetro, para que así de esta forma, se genere un espacio poroso, el cual no impida el flujo a través del filtro y no se tape si ocurre algún desprendimiento.

Cuando se tratan los flujos contaminados en sitio, si en el campo cuenta con dispositivos de sedimentación; estos filtros deben de colocarse aguas debajo de ese sistema. A la hora del diseño de este tipo de tecnología, es importante tener en cuenta parámetros como:

- Tiempo de retención hidráulica que garantice las eficiencias de remoción esperadas.
- Cargas orgánicas compatibles con la capacidad máxima de transferencia de oxígeno de los equipos de aireación utilizados.
- Tiempo de contacto.
- Granulometría.

Imagen 18. Esquema Filtro Aireado biológico



Fuente: AQUALAI. Sistema de Depuración de Aguas Residuales. España. Aqualai.com/residual/filtro.html. Modificada por el autor

Tabla 6. Evaluación de la tecnología de filtros aireados biológicos

CRITERIO	DESCRIPCIÓN
Estado en la Industria	Tecnología bien establecida y se ha utilizado para el tratamiento del agua de producción. Numerosos proveedores.
Calidad del agua en los contenedores	Más efectiva en aguas con niveles de cloruros por debajo de 6.600 mg/L. De petróleo < 60 gm/L. Demanda Química de Oxígeno (DQO) < 400 mg/L. Demanda Biológica de Oxígeno (DBO) < 50 mg/L. La concentración máxima de entrada de agua depende del porcentaje de remoción y de la calidad deseada.
Calidad del agua producida	Remoción del 50 a 70% total de nitrógeno. 70 a 80% de petróleo. 30 a 60% DQO. 85 a 95% DBO. 75 a 85% de solidos suspendidos.

Tabla 6. Continuación

Eficiencia de la recuperación	Los constituyentes contaminantes, en este proceso, son removidos como sólidos, no obstante, se pueden tener eficiencias cercanas al 100%.
Uso de energía	El sistema por lo general trabaja con un consumo de energía de 1 a 4 Kwh.
Uso de químicos	Ninguno. No es necesario el empleo de químicos en este sistema, al igual que no se requieren para la limpieza.
Tiempo de vida de componentes principales	Sistema de gran durabilidad. Algunos filtros aireados biológicos solo consisten en capas de rocas, por lo que no se necesita del empleo de equipamiento.
Consideraciones de la infraestructura	Esta tecnología requiere de sedimentación aguas arriba y aguas abajo, por lo que demanda un gran terreno, haciendo que no sea una tecnología móvil.
Consideraciones de las operaciones y el mantenimiento	Se requiere de poco monitoreo. Ocasionalmente es necesario el vacío de las piletas de sedimentación. No demanda de personal calificado. Fácilmente se adapta a la variación en la cantidad y calidad del agua contaminada. Poco tiempo de mantenimiento. La energía requerida (eléctrica) es para el funcionamiento de las bombas y de las hélices.
Costos	Dependen del tipo de proyecto, ya que la mayor cuantía en los costos está asociada a esto. Poco capital es necesario para el funcionamiento y mantenimiento.
Pre-tratamiento aguas arriba	Sedimentación.
Post-tratamiento aguas abajo	Sedimentación.
Manejo o eliminación de residuos	Se deben eliminar los desechos sólidos acumulados en las piletas de sedimentación, esto puede representar hasta un 40% en los costos de operación.

Fuente: Colorado School of Mines, 2009

4.3 TECNOLOGÍA HIDROCICLÓN¹⁷

El hidrociclón es un filtro diseñado para ser utilizado en cabezales de filtración, su función es la de separar la arena y otras partículas compactas más pesadas que el agua, por lo que es ideal como filtro previo en instalaciones que captan agua. La separación se produce gracias a la velocidad de rotación que se genera al ser inyectada el agua de forma tangencial en el interior del equipo. Como consecuencia de la fuerza centrífuga, las partículas sólidas se desplazan hacia la pared del cono, donde prosiguen una trayectoria espiral descendente debido a la fuerza de gravedad. De esta forma, las partículas sólidas son arrastradas a la parte inferior del hidrociclón donde se almacenan en un depósito colector.

En la gráfica 5 se observa el funcionamiento básico. La suspensión de alimentación forma un torbellino primario a lo largo de la superficie interior de la pared de las partes cilíndrica y cónica, dirigiéndose al exterior a través del vértice cónico. Al ser éste estrecho, solamente una parte de la corriente es evacuada como flujo inferior, transportando las partículas gruesas o inclusive todos los sólidos con ella. La mayoría del líquido, es forzado a abandonar el dispositivo a través de la tobera del flujo superior formando un torbellino secundario ascendente alrededor del núcleo de la carcasa. En el interior del núcleo se crea una depresión, que recoge todo el aire que ha sido transportado como burbujas o disuelto en el agua de alimentación. También el vapor creará una visible columna central de aire. Debido al incremento de la velocidad tangencial en el torbellino secundario, las altas fuerzas centrífugas generadas traen consigo una separación secundaria. Las partículas finas rechazadas se depositan radialmente y se unen al torbellino primario; la mayoría de estas partículas son evacuadas finalmente a través de la boquilla formada por el vértice del cono. Por consiguiente, la separación dentro de un hidrociclón tiene lugar como resultado de estos dos procesos, y el punto de corte final será determinado principalmente por la aceleración centrífuga del torbellino secundario interior.

Teniendo el flujo de agua limpia que sale a través del tubo situado en la parte superior y las partículas sólidas acumuladas en el depósito colector, estas deben ser eliminadas periódicamente. Esta limpieza puede realizarse con una purga continua o bien con un drenaje temporizado.

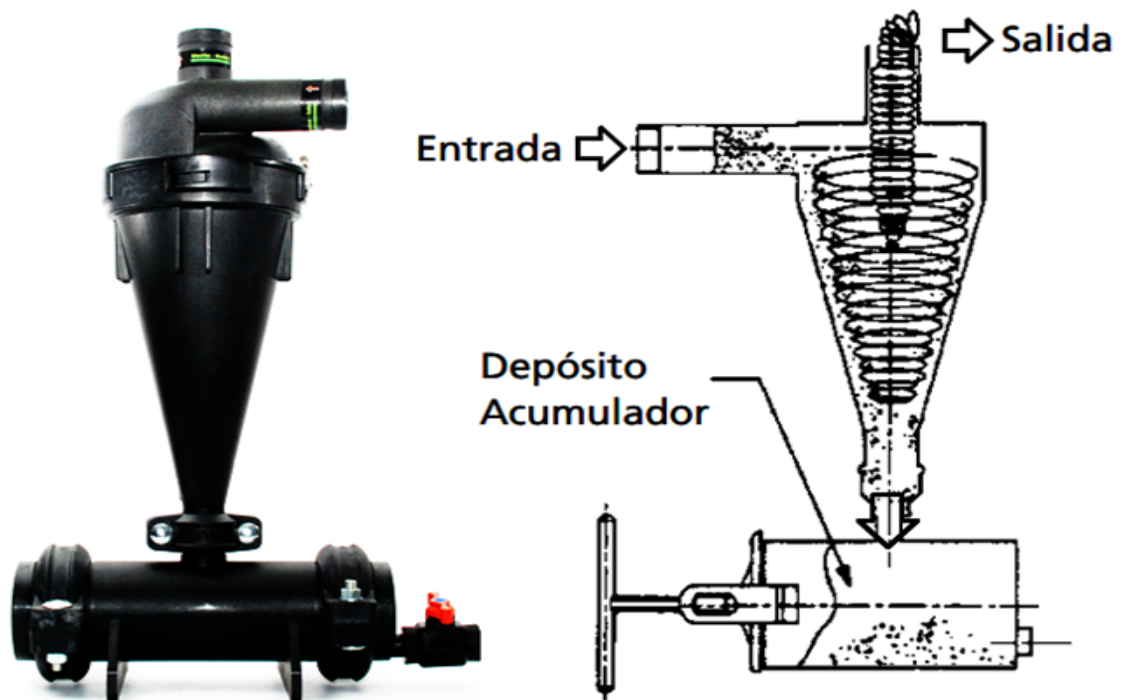
Debido a su especial diseño, el hidrociclón funciona con una mínima pérdida de carga. Otras ventajas son:

- Construcción robusta recubierta en poliéster.

¹⁷ SILVA, Lorena; VILLANUEVA, Leonardo. EL HIDROCICLÓN COMO UNA ALTERNATIVA PARA LA RECUPERACIÓN PARCIAL DE AYUDAS FILTRANTES EN EL PROCESO DE REFINACIÓN DE AZÚCA. Universidad del Valle, 2010

- Los hidrociclones pueden colocarse en paralelo para aumentar así su capacidad de filtración.
- Funcionan con una pérdida de carga constante, con la existencia de una mínima posibilidad de obturación.
- Reducen significativamente el desvío de las partículas finas y el desgaste en la zona de transición.

Imagen 19. Esquema del hidrociclón



Fuente: Xinhai. Maquinarias Mineras S.A. Hidrociclón. China
 Miningepcm.com/nmxj_23_11.html. Modificada por el autor

Tabla 7. Evaluación de la tecnología Hidrociclón

CRITERIO	DESCRIPCIÓN
Estado en la Industria	Ampliamente utilizado en el tratamiento de aguas de producción. Principalmente usado en la separación de aceite y agua. Aplicable para la remoción de partículas contaminantes.
Calidad del agua en los contenedores	Alta concentración de agentes orgánicos. Alta concentración de aceite, grasas y partículas contaminantes. Aplicabilidad para la remoción de sólidos disueltos, sin importar el tipo y concentración.
Calidad del agua producida	La concentración de aceite (petróleo) y grasas puede bajar a valores de 10 ppm.
Eficiencia de la recuperación	Dependiendo de las condiciones de operación, se pueden tener altos valores de eficiencia.
Uso de energía	Este tipo de tecnología no requiere de consumo energético, sin embargo, será necesario para el funcionamiento de las bombas, cuando sean requeridas, ya sea para el transporte del agua en el sistema o para aliviar las pérdidas existentes en el hidrociclón.
Uso de químicos	Ninguno.
Tiempo de vida de componentes principales	Tecnología muy duradera, ya que no requiere de partes móviles (exceptuando el uso de las bombas). Sistema afectado por la abrasión.
Consideraciones de la infraestructura	Mínimas, se requiere, de ser necesario, atención especial a la instalación de las bombas.
Consideraciones de las operaciones y el mantenimiento	Se puede presentar obstrucción aguas arriba debido a los contaminantes sólidos, sin embargo, la limpieza y mantenimiento de esta tecnología son mínimos.
Costos	Dependen del proveedor, resaltan en la industria las marcas Rexroth, Xinhai, metso, y HECTRON.

Tabla 7. Continuación

Pre-tratamiento aguas arriba	Ninguno.
Post-tratamiento aguas abajo	Remoción mecánica de los constituyentes presentes en el agua.
Manejo o eliminación de residuos	Disposición pertinente de los desechos generados.

Fuente: Colorado School of Mines, 2009

4.4 TECNOLOGÍA DE FLOTACIÓN¹⁸

La flotación es un proceso en el cual se usan finas gotas de gas para la separación de impureza causadas por partículas suspendidas y que son difíciles de separar por medio de la sedimentación, debido a una relación de densidad con la del agua contaminada aproximadamente a uno. El gas es inyectado al volumen de agua que va a ser tratado, lo que hace que las partículas contaminantes y las gotas de aceite, que se encuentren, sean atraídas por estas burbujas, las cuales irán a la superficie del agua. Una condición para que este proceso ocurra, es que los sólidos sean hidrofóbicos, es decir, que sean más afines al aire que al agua. Como resultado, se desarrolla una espuma en la superficie, eliminada a través de un proceso mecánico de remoción. El gas inyectado para disolver, con el objetivo aumentar el empuje ascensional de los sólidos, puede ser nitrógeno (N₂) u otro tipo de gas inerte que se tenga a disposición. Siendo un factor clave para la flotación, el tamaño de las burbujas de gas, manteniendo una relación directamente proporcional entre el tamaño y la velocidad de ascenso. Este proceso puede ser usado para la extracción de otros agentes contaminantes, tales son, las grasas y agentes orgánicos volátiles.

Las unidades de flotación por gas disuelto se han utilizado ampliamente para el tratamiento del agua de producción en los procesos convencionales de extracción de gas y petróleo. Esta tecnología se subdivide en flotación por gas en disolución (DGF por sus siglas en inglés) y flotación inducida por gas (IGF por sus siglas en inglés). Las dos difieren en el método de la generación de las burbujas y en el tamaño resultante de estas. En las unidades usadas en la tecnología DGF, el gas es llevado a la cámara de flotación, por lo general es aire, la cual es llenada con una solución totalmente saturada. Dentro de la cámara de flotación, el gas es liberado a

¹⁸ A.L., Casaday. Advances in Flotation Unit Design for Produced Water Treatment. Society of Petroleum Engineers, 1993

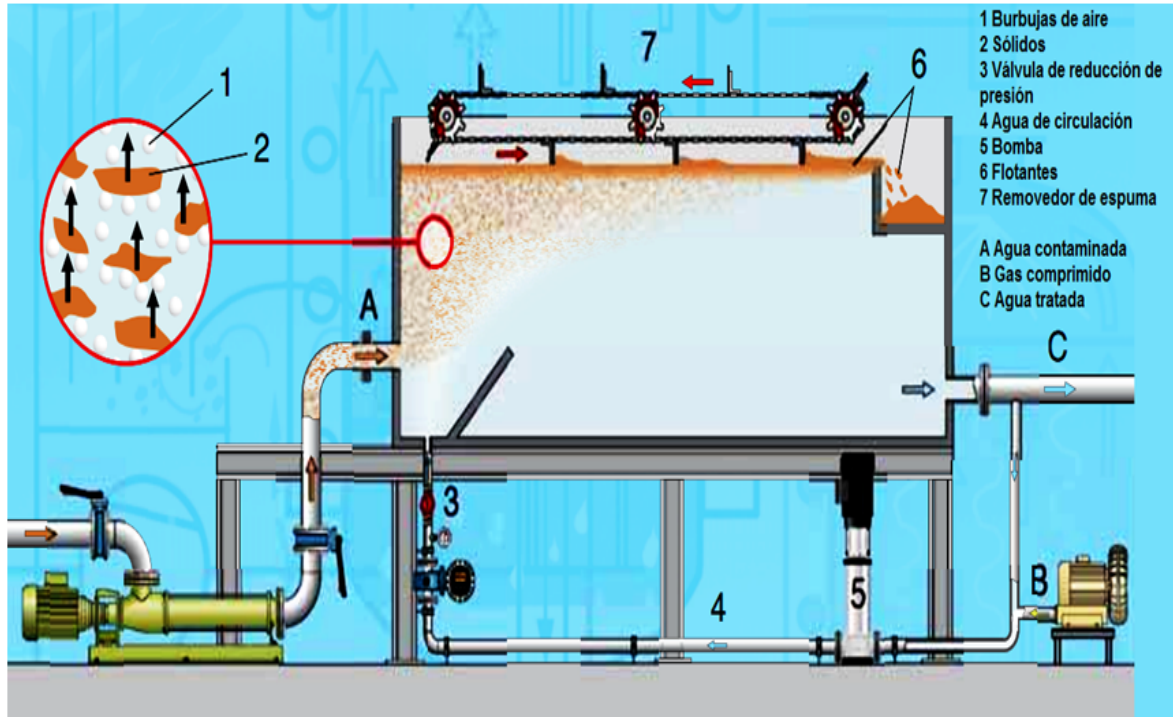
través de un vacío, o por una caída abrupta de presión. En el caso de la tecnología IGF se usa un cizallamiento mecánico o hélices para la creación de las burbujas, las cuales se introducen en el fondo de la cámara de flotación. La coagulación puede ser utilizada como un tratamiento anterior a la flotación.

La eficiencia del proceso de flotación depende del diferencial de densidades que se tenga entre el líquido y los contaminantes, en el tamaño de las gotas de aceite y de la temperatura. Al minimizar el tamaño de las burbujas con el fin de alcanzar una determinada distribución de estas, es un paso crítico para alcanzar la eficiencia deseada de la remoción de contaminantes. Las bajas temperaturas son de gran ayuda para esta tecnología, permitiendo su buen desempeño en el tratamiento de aguas con bajo o alto valor de concentración del contenido de carbón. Es excelente para eliminar la materia orgánica natural.

Usando la tecnología DGF inyectando aire se pueden remover partículas de 25 μm de tamaño. Si se utiliza la coagulación como pre-tratamiento, se pueden remover partículas de 3 a 5 μm . En un reporte de estudio, esta tecnología alcanza una eficiencia de remoción de petróleo del 93%¹⁹. Los constituyentes del petróleo solubles en agua, no pueden ser removidos. Los costos para esta tecnología son aproximadamente 0,60 $\$/\text{m}^3$.

¹⁹ ALL Consulting. Handbook on Coal Bed Methane Produced Water: Management and Beneficial Use Alternatives. U.S. Department of Energy and U.S. Bureau of Land Management, 2003

Imagen 20. Esquema de Flotación



Fuente: HAMBURG GUNT. TRATAMIENTO DE AGUAS, PROCESOS MECÁNICOS. Hamburg Gunt.de/download/flotation_sedimentation_spanish.pdf. Modificada por el autor

Tabla 8. Evaluación de la tecnología de Flotación

CRITERIO	DESCRIPCIÓN
Estado en la Industria	Ampliamente utilizada en el tratamiento del agua de producción, especialmente en los procesos convencionales de extracción de petróleo y gas.
Calidad del agua en los contenedores	Altos valores de TOC, aceite y grasas. Concentración de sólidos menor al 7%. No es recomendable su aplicación cuando esta agua presenta altas temperaturas.
Calidad del agua producida	Remoción del 93% de petróleo, 90% de H ₂ S y una demanda química de oxígeno del 75%.
Eficiencia de la recuperación	Alta recuperación, con valores cercanos al 100%.

Tabla 8. Continuación

Uso de energía	Se requiere de energía para la presurización del sistema y para la dilución del gas en el volumen a tratar.
Uso de químicos	Se requiere el uso de coagulantes para el mejoramiento de la remoción.
Tiempo de vida de componentes principales	No hay información exacta acerca del tiempo de vida del sistema.
Consideraciones de la infraestructura	Se requiere de la instalación de un tanque adicional para la presurización del sistema.
Consideraciones de las operaciones y el mantenimiento	Los usos coagulantes y el sistema de bombeo son los aspectos que demandan mayor atención en el uso de esta tecnología.
Costos	Dependen del proveedor. En el coagulante y en las bombas, son en donde se presentan la mayor inversión.
Pre-tratamiento aguas arriba	Coagulación para mejorar la remoción por flotación.
Post-tratamiento aguas abajo	Ninguno.
Manejo o eliminación de residuos	Se requiere la eliminación de los residuos sólidos del sedimento fangoso generado por la flotación.

Fuente: Colorado School of Mines, 2009

4.5 TECNOLOGÍA DE SEDIMENTACIÓN²⁰

Es la remoción por efecto gravitacional de las partículas en suspensión presentes en el agua. Estas partículas deberán tener un peso específico mayor que el fluido, en otras palabras, se remueven las partículas más densas. Es un fenómeno netamente físico y constituye una de las operaciones unitarias utilizadas en el

²⁰ VEGA, Juan. VILLACRESES, José. Estudio del Fenómeno de Sedimentación en el Tratamiento del Agua en Tres Casos de Estudio. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Ecuador, 2006

tratamiento de aguas. Está relacionado exclusivamente con las propiedades de caída de las partículas en el agua. Las partículas en suspensión sedimentan en diferente forma, dependiendo de las características de las partículas, así como de su concentración; dando lugar a la sedimentación de partículas discretas, sedimentación de partículas floculantes, y sedimentación de partículas por caída libre e interferida.

Las partículas discretas son aquellas partículas que no cambian de características durante la caída. Se denomina sedimentación simple al proceso de depósito de partículas discretas. Este tipo de partículas y esta forma de sedimentación se presentan en los desarena-dores y en los sedimenta-dores como paso previo a la coagulación en las plantas de filtración.

Las partículas floculantes son aquellas producidas por la aglomeración de partículas coloides desestabilizadas en consecuencia de la aplicación de agentes químicos. A diferencia de las partículas discretas, las características de este tipo de partículas sí cambian durante la caída.

El fenómeno de caída libre se da cuando existe una baja concentración de partículas en el agua y éstas se depositan sin interferir. En cambio, la caída interferida o sedimentación zonal se da cuando hay altas concentraciones de partículas y se producen colisiones que las mantienen en una posición fija, ocurriendo un depósito masivo en lugar de individual. Cuando las partículas, ya en contacto, forman una masa compacta que inhibe una mayor consolidación, se produce una compresión. Este tipo de sedimentación se presenta en los concentradores de lodos de las unidades de decantación. Entre los factores que influyen en el proceso de sedimentación están la calidad del agua, condiciones hidráulicas y los acondicionamientos previos.

En el caso de la calidad del agua, las variaciones de concentración de materias en suspensión modifican la forma de la sedimentación, así como las propiedades de las partículas modifican la forma de depósito. Adicionalmente, variaciones de concentración de partículas o de temperatura producen variaciones de densidad del agua y originan corrientes cinéticas o térmicas que, a su vez, generan cortocircuitos hidráulicos en las unidades de tratamiento.

En el caso de las condiciones hidráulicas; en la zona de sedimentación se debe tener un número de Reynolds lo más bajo posible para tender a un flujo laminar, en esta zona las líneas de flujo no deben encontrarse con ningún tipo de obstrucciones que alteren su trayectoria; adicionalmente, la presencia de flujo de pistón mejora el proceso. En la zona de entrada, la cual es un conjunto de estructuras que debe permitir una distribución uniforme del flujo de agua hacia la zona de sedimentación que debe darse a todo lo ancho de la unidad y en profundidad; las alteraciones deben evitarse y su presencia es consecuencia a una velocidad excesiva del flujo

en la entrada del sedimentador, o a que los orificios de ingreso sean muy grandes. Al no haber disipación de esta energía las masas de agua entran con diferente gradiente de velocidad, creando turbulencias que pueden extenderse dentro de la zona de sedimentación. En la zona de salida, donde hay una recolección uniforme de agua sedimentada a una velocidad tal que se evite arrastrar floculas en el efluente, las canaletas de pequeña longitud o erróneamente diseñadas producen cortocircuitos hidráulicos y zonas muertas que pueden inutilizar grandes áreas de los sedimentadores.

Los factores externos al proceso de sedimentación, entre los cuales están los procesos previos, prácticas operacionales y factores ambientales; son los que tienen más influencia en la eficiencia. Deficiencias en la coagulación y en la floculación ocasionan deficiencias en la sedimentación; igualmente es el caso para la operación y el estado de la unidad, así como para los programas de mantenimiento. El viento, al soplar sobre la superficie de los sedimentadores, puede producir corrientes de suficiente intensidad como para inducir cambios en la dirección del flujo y alterar el equilibrio de las masas de agua.

Imagen 21. Esquema de Sedimentación



Fuente: Universidad de Salamanca.
Cidta.usal.es/cursos/agua/modulos/Conceptos/uni_04/u5c3s1.htm#Anchor3. Modificada por el autor

Tabla 9. Evaluación de la tecnología de Sedimentación

CRITERIO	DESCRIPCIÓN
Estado en la Industria	Es empleada a escala completa para el tratamiento del agua de producción.
Calidad del agua en los contenedores	No hay restricciones para el agua de entrada en el uso de esta tecnología.
Calidad del agua producida	Depende del diseño del sistema.
Eficiencia de la recuperación	Hay pérdidas en el volumen del agua a tratar debido a la evaporización, esto depende del tiempo en el que pase en la pileta de asentamiento y de su configuración.
Uso de energía	Ninguno, sin embargo, puede ser necesario el uso de bombas para llevar el agua hacia o desde la pileta de asentamiento.
Uso de químicos	Ninguno.
Tiempo de vida de componentes principales	Un sistema muy duradero.
Consideraciones de la infraestructura	Se requiere una gran excavación para dar paso al proceso. El volumen requerido depende del tiempo de asentamiento del agua, necesario para alcanzar el nivel deseado de eliminación de contaminantes.
Consideraciones de las operaciones y el mantenimiento	Mínimos.
Costos	No aplica. Estos dependen de los costos implicados en la excavación e instalación del sistema.
Pre-tratamiento aguas arriba	Ninguno.
Post-tratamiento aguas abajo	Ninguno.

Tabla 9. Continuación

Manejo o eliminación de residuos	Se requiere de la eliminación de los residuos decantados en la pileta de asentamiento.
----------------------------------	--

Fuente: Colorado School of Mines, 2009

4.6 TECNOLOGÍA DE DESTILACIÓN POR MEDIO DE MEMBRANAS²¹

La destilación membranosa es un proceso de transferencia de masa, el cual se ejecuta a través de una fase heterogénea y que se comporta selectivamente ante el paso del fluido, llevado a cabo en consecuencia del diferencial de presión parcial de vapor dado por el gradiente de temperatura que existe en el espacio hidrofóbico poroso de la membrana.

El proceso comienza cuando el agua contaminada entra al módulo y se enfrenta a la membrana. Debido a las propiedades selectivas de ésta, parte del agua y algunos solutos la atraviesan, dando lugar a lo que se conoce como permeado, mientras que el resto, llamado concentrado o retenido, es rechazado. El mecanismo mediante el cual una membrana permite el paso de algunas sustancias mientras que impide el paso de otras da lugar a la llamada selectividad. Dicha selectividad se debe a distintas causas y, en consecuencia, origina distintos procesos de separación.

Una membrana es una fase, usualmente heterogénea, que actúa como una barrera selectiva al flujo de especies iónicas y moleculares presentes en los líquidos y vapores que se encuentran en contacto con sus superficies. Las membranas pueden clasificarse de varios tipos, atendiendo a su origen o a sus propiedades. Dependiendo de su origen, las membranas se clasifican en naturales o biológicas y artificiales o sintéticas. A su vez, las membranas sintéticas se clasifican por sus estructuras internas (porosas o densas) o por su configuración externa (simétrica o asimétrica). Una membrana es simétrica cuando su matriz es homogénea en todo el espesor, mientras que la membrana asimétrica consta de una primera capa muy delgada llamada “piel”, que es la que presenta las propiedades selectivas y de una segunda capa más gruesa llamada “soporte”, que actúa como soporte mecánico de la primera.

Para este tipo de tecnología, el propósito está encaminado a dejar el agua de producción en óptimas condiciones para su reutilización en el pozo, de esta forma los volúmenes requeridos se disminuirán. Haciendo que sea una buena opción para las locaciones donde sea difícil o costoso el suministro de este fluido. Se hace

²¹ J. Minier-Matar, A. Hussain, A. Janson, S. Adham. Treatment of Produced Water from Unconventional Resources by Membrane Distillation. ConocoPhillips, 2014

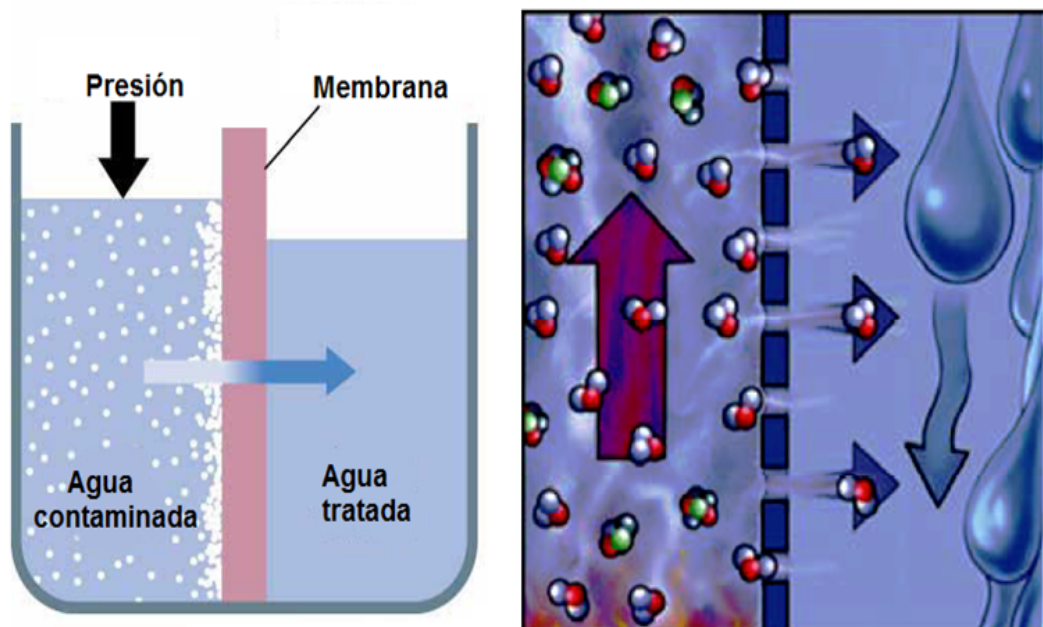
referencia a “óptimas condiciones” en el agua, a la concentración de sales, se buscan que sean mínimas y de esta forma se tenga un líquido listo para ser mezclado con los aditivos que se requieran para el fracturamiento diseñado.

El rango, en el cual se tendrá una desalinización eficiente, esta entre 30,000–100,000 mg/L TDS, en el cual se tienen mejores resultados que en la osmosis inversa. Estos son algunos de los beneficios que se tienen en comparación con el proceso de osmosis inversa:

- Mejor calidad en el agua destilada.
- La alta concentración de sales no afecta la calidad de los productos.
- Se hace uso de menores perdidas de calor.
- Se tienen menores costos dados al uso de plásticos más económicos como material de construcción.
- Los objetivos de desalinización se pueden alcanzar en una sola fase, los cuales demandarías varias fases en el caso del uso de la osmosis inversa.

En este tipo de tecnología es una buena opción para el tratamiento de aguas contaminadas que provienen del flowback.

Imagen 22. Esquema Destilación por medio de membranas



Fuente: Opex Energy. Centrales Termosolares, Operación y Mantenimiento. Madrid.
Opex-energy.com. Modificada por el autor

Tabla 10. Evaluación de la tecnología Destilación por medio de membranas

CRITERIO	DESCRIPCIÓN
Estado en la Industria	Es un tipo de tecnología térmica emergente que no ha sido probada en el tratamiento de aguas en procesos de extracción no convencional de hidrocarburos.
Calidad del agua en los contenedores	Es dependiente, para la remoción de sólidos disueltos, en la concentración que se tenga de sales. Estudios realizados han demostrado que la concentración agua arriba debe estar aproximadamente entre 500 a 50.000 mg/L, siendo posible el tratamiento con valores incluso superiores, llegando a 70.000 mg/L, con valores excelentes en la eficiencia de sólidos solubles no-volátiles.
Calidad del agua producida	Es similar a la obtenida en otros procesos térmicos (sólidos totales disueltos entre 2 a 10 mg/L). Todos los solutos con valores de volatilidad mayores al del agua, por ejemplo el amoníaco, se encontraran preferiblemente disueltos.
Eficiencia de la recuperación	Entre un 60 a 95%.
Uso de energía	Por ser un proceso térmico, es necesario el uso de energía, pero es de resaltar que se requiere solo de un moderado gradiente de temperatura para su operación, lo que permite el uso de fuentes de calor tales como, las que se desechan en otros procesos industriales, la generada por compresores, bombas, etc. Tipo de energía empleada: eléctrica.
Uso de químicos	Es necesario el uso de inhibidores de escamas y soda caustica para mantener un control sobre el proceso, la cantidad de estos químicos dependerá de la calidad con la que entre el agua contaminada al sistema. Entre los químicos usados están: NaOH, Na ₄ EDTA, HCl, Na ₂ S ₂ O ₄ , y H ₃ PO ₄ .
Tiempo de vida de componentes principales	Depende de las condiciones de operación. Las membranas usadas, por lo general, requieren de ser reemplazadas en un tiempo entre 3 a 7 años de uso.

Tabla 10. Continuación

Consideraciones de la infraestructura	Dada a la falta de desarrollo para la implementación de este tipo de tecnología en procesos industriales de extracción de hidrocarburos, se puede decir que, teóricamente el área requerida para esta tecnología es equivalente a las usadas por la osmosis en reversa y la nano-filtración. Lo que establece que sea un tipo de proceso que carezca de movilidad.
Consideraciones de las operaciones y el mantenimiento	Es necesario el control agua arriba de la temperatura, la tasa de entrada y de la integridad de la membrana. La automatización del sistema aumenta la eficiencia del personal requerido, aunque este debe concentrarse en una constante revisión y mantenimiento. Tecnología altamente sensible a los surfactantes, los componentes orgánicos hidrofóbicos, por lo general, son difíciles de remover de la membrana. Las membranas son altamente resistentes a la variación del pH y caídas de presión.
Costos	De estimaciones en estudios, los costos para el tratamiento de 24.000 bbl/d son aproximadamente de 0,15\$/bbl (3,34\$/gal/d), con costos de operación aproximados de 0,06 \$/bbl (1,40 \$/Kgal).
Pre-tratamiento aguas arriba	Para el buen desempeño de la membrana, se deben de eliminar por cualquier proceso, los constituyentes que puedan humedecer los micro-poros hidrofóbicos.
Post-tratamiento aguas abajo	Puede ser necesario una estabilización en el pH y una remineralización a través del contacto con una capa de cal.
Manejo o eliminación de residuos	Ninguno. Debido al modo de trabajo de esta tecnología, no se esperan valores de salmuera que deba ser desechada, no obstante, se deben de controlar para que estén dentro de los valores permitidos.

Fuente: Colorado School of Mines, 2009

4.7 TECNOLOGÍA DE FILTRACIÓN MEDIA²²

La filtración media, al igual que los mecanismos de filtración, se basa en el proceso unitario de separación de sólidos en suspensión en un líquido mediante un medio poroso, que retiene los sólidos y permite el pasaje del líquido, en este caso, usando un medio para tal fin. Entre los medios comúnmente empleados están la madera, la antracita y la arena, siendo este último el empleado con mayor frecuencia. Esta tecnología es ampliamente utilizada para el tratamiento del agua de producción.

El agua contaminada es presurizada e introducida en la parte superior de la cama de arena contenida en tanques. Un plato difusor en la garganta superior del tanque sirve para reducir la velocidad del agua de entrada con el fin de distribuirla uniformemente a través de la parte superior de la cama filtrante. La cama de arena es una capa de arena de sílice triturada de tamaño graduado de aproximadamente 16 pulgadas de profundidad. Los contaminantes en el agua son capturados en la cama y el agua filtrada pasa dentro un colector de descarga, ubicado en el fondo de los tanques. Este tipo de filtración es efectiva para tratar tanto contaminantes orgánicos, como inorgánicos. Es ineficiente en la remoción de iones disueltos, pero la filtración no es afectada por las altas concentraciones de sal que puedan existir. Altamente recomendada para la remoción de petróleo y grasas presentes en el agua de producción.

Hay aspectos a considerar para el medio en el cual se realiza este proceso, entre los que está el tamaño, a medida que este sea mayor; y la naturaleza tridimensional de la cama de arena, son características que proveen más área de filtrado y por ende existe una mayor capacidad de retención, en comparación con muchos otros tipos de filtros. Entre los aspectos más importantes para una filtración exitosa están el determinar la capacidad del filtro y entender la función del retro-lavado (limpieza, remoción de los contaminantes capturados por la cama de arena) del sistema.

Por lo general en estos sistemas de filtración hay un sub-sistema de recolección de pasos de agua, el cual cumple con dos funciones. Primero no debe permitir que ninguna partícula de arena pase a través del filtro. Segundo, durante la operación de retro-lavado debe permitir que el agua de lavado sea distribuida en forma uniforme en toda la cama de arena, sin dejar espacios ni puntos muertos. Esto asegura que la arena sea levantada y lavada uniformemente para liberarla de contaminantes.

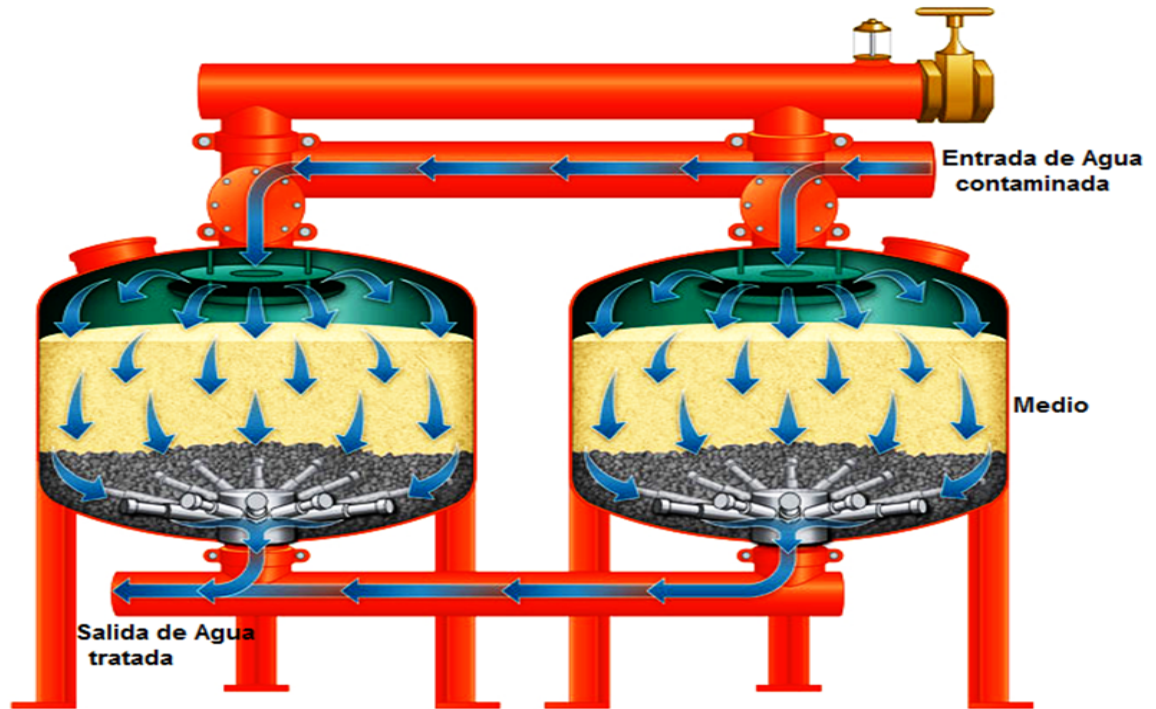
El sub-sistema de recolección, en la mayoría de los casos, está compuesto de una serie de elementos recolectores en forma de cuña, de acero inoxidable, unidos a un sistema de tubos de acero inoxidable que cubren el fondo entero del tanque. La

²² EVERS, Richard H. Mixed-Media Filtration of Oily Waste Waters. Society of Petroleum Engineers SPE. Journal Paper, 1975

amplia cobertura del sistema radial permite una mejor distribución del agua de retro-lavado a los elementos recolectores individuales. El montaje en cuña previene efectivamente que la arena entre y obstaculice la filtración. Cubriendo los elementos recolectores hay una capa de grava. El propósito de la grava es reducir la alta velocidad del agua de retro-lavado y crear un flujo muy uniforme, capaz de elevar suavemente la arena en la forma más eficientemente posible. Un retro-lavado eficiente resulta en una cama de arena más limpia y ciclos de retro-lavado más cortos.

La operación de retro-lavado se realiza lavando secuencialmente cada tanque en una serie de dos o más filtros. Para retro-lavar un tanque, hay una válvula de control, en ciertos procesos esta es de tres vías, la cual es accionada, ya sea de forma automática o manual. Esto permite que el agua presurizada desde el sistema de comando hidráulico llene un diafragma actuador y empuje un pistón dentro de la válvula de retro-lavado. Conectado a este pistón está una válvula émbolo de dos lados. En la posición de no accionada, la válvula cargada por resorte está asentada entre la entrada del tanque y el recolector de descarga del retro-lavado. Esto previene que el agua escape dentro del sistema de retro-lavado durante el modo de filtración. Cuando está accionada, el pistón y el sello de la válvula se mueven a través de la toma de entrada del tanque y se asienta contra el colector interno (donde el agua sin filtrar entra al tanque). Este simple movimiento previene la entrada al tanque de agua sin filtrar, y evita que el agua tratada se devuelva por el retro-lavado a través del tanque y fuera del recolector. Debido a que el flujo de limpieza es dependiente de una fuente de agua filtrada, todos los sistemas de arena filtrante requieren al menos de dos tanques, uno para proveer agua filtrada al otro tanque que está siendo lavado. Es importante tener en mente que sólo un tanque debe ser lavado a la vez.

Imagen 23. Esquema de la tecnología de filtración media



Fuente: Yardney Water Filtration Systems. Sand Media Filters. Riverside
 Yardneyfilters.com/tech_auto_backwashing_sys.aspx. Modificada por el autor

Tabla 11. Evaluación de la tecnología de Filtración Media

CRITERIO	DESCRIPCIÓN
Estado en la Industria	Ha sido utilizada ampliamente en el tratamiento de aguas de producción. Numerosos proveedores de este tipo de tecnología especializados en el tratamiento del agua de producción.
Calidad del agua en los contenedores	Aplicable a todos los contenedores de solidos totalmente disueltos, independientemente del tipo de sal y de la concentración.
Calidad del agua producida	> 90% en la remoción de petróleo y grasas.

Tabla 11. Continuación

Eficiencia de la recuperación	Se pueden alcanzar valores cercanos al 100%. Algunos filtros pueden ser utilizados para lavados a contracorriente.
Uso de energía	Se requiere un mínimo de energía para estos procesos. Se consume energía para el lavado a contracorriente del filtro.
Uso de químicos	Es necesario el uso de coagulantes para incrementar el tamaño de las partículas y así mejorar la separación. Se deben usar agentes limpiadores para la regeneración del medio.
Tiempo de vida de componentes principales	Es frecuente el tener que cambiar el medio de filtración, o una continua regeneración, dependiendo de la calidad del agua de entrada.
Consideraciones de la infraestructura	Este proceso requiere de contenedores para el medio, de bombas e instalación de tuberías.
Consideraciones de las operaciones y el mantenimiento	Existirá una pérdida de presión a través del filtro, sin embargo, dependiendo de la configuración de la planta; esto puede no requerir de bombas adicionales. Son necesarias las bombas para el lavado a contracorriente de los filtros.
Costos	Depende del proveedor. En el mercado resaltan Hy-Pro Filtration y Aqua Science.
Pre-tratamiento aguas arriba	Ninguno.
Post-tratamiento aguas abajo	Ninguno.
Manejo o eliminación de residuos	Se requiere de la eliminación de los residuos sólidos para evitar desgaste del medio o de los residuos producidos durante la regeneración del medio.

Fuente: Colorado School of Mines, 2009

4.8 TECNOLOGÍA DE OSMOSIS INVERSA²³

Esta tecnología se basa en el proceso de ósmosis, fenómeno natural que se produce cuando dos soluciones, de distinta concentración salina, puestas en contacto a través de una membrana semipermeable tienden a igualar sus concentraciones, es decir, se crea un flujo natural del agua de la solución menos concentrada hacia la solución de mayor concentración hasta que se llegue a un equilibrio en donde hay igualdad de concentraciones. La fuerza que provoca ese movimiento se conoce como presión osmótica y está relacionada con la concentración de sales en el interior de ambas soluciones. El equilibrio se obtiene cuando se alcanza un cierto desnivel, que corresponde a la diferencia de presiones osmóticas entre ambas soluciones. Este valor es la presión diferencial que impulsa el agua con una menor concentración al paso a través de la membrana. Esta diferencia de presión está determinada por la cantidad total de sólidos disueltos al lado concentrado de la solución. Entre mayor sea la cantidad total de sólidos disueltos, mayor es la presión osmótica.

Para el caso de la ósmosis inversa, se describe como el flujo de agua de una solución de mayor concentración hacia una solución de menor concentración, a través de una membrana semipermeable, gracias a una presión externa que supera a la presión osmótica. Debido a que el soluto y otras impurezas se acumularían en la membrana causando su taponamiento, este proceso no podría ocurrir de la misma manera que lo indica un esquema básico de filtración perpendicular. Por este motivo, se requiere de una filtración transversal para poder remover por arrastre las partículas acumuladas en la membrana, tales como iones, no iones, partículas, y microorganismos.

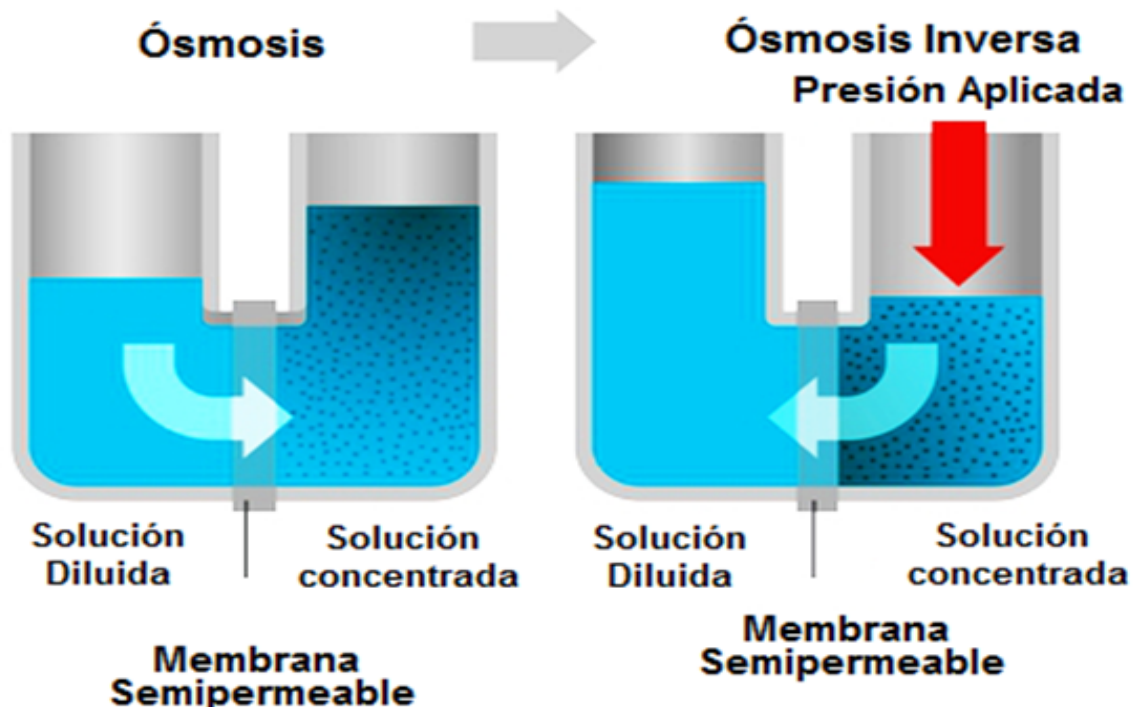
Las instalaciones de ósmosis inversa, por lo general, se construyen para tratar aguas que corresponden a los espectros denominados como agua salobre o de mar, aunque también las aguas potables o las industriales son objeto de este tipo de tratamiento. Normalmente la salinidad se expresa como residuo seco a 105 °C o como sólidos totales disueltos; siendo su determinación lenta. En muchos procesos industriales se precisa tener un control instantáneo de la muestra del agua a tratar, por lo que en lugar de establecerse la salinidad del agua, se determine la conductividad eléctrica, dado que este parámetro sí se puede medir de una forma rápida y bastante precisa (in situ); existiendo una relación entre la conductividad eléctrica y la salinidad, lo que permite el paso inmediato de una a otra unidad, aunque dicha relación no sea rigurosamente fija y exacta. En el agua natural, por ejemplo, el coeficiente de paso aproximado entre una y otra magnitud es de 0,64.

²³ GARCÍA, Francisco. Análisis y Simulación de la Tecnología de Ósmosis Inversa con Fuentes Energéticas No Convencionales. Tesis Doctoral. Universidad de las Palmas de Gran Canaria, 2012

El agua químicamente pura no conduce la corriente, pero a medida que se van disolviendo en ella distintos elementos se va haciendo conductora, pero la conductividad eléctrica del agua determinada, no es un parámetro constante sino que depende de la temperatura, aumentando su valor al hacerlo ésta, aunque también a medida que aumenta la conductividad, lo hace su poder de corrosión.

Cuando se empieza a operar una planta “desaladora” es necesario realizar desde un principio esta determinación, para que sirva de referencia futura, tomando una muestra de agua, y determinando la salinidad total y la conductividad en un laboratorio, de manera que se establezca un coeficiente de paso adecuado. La salinidad total y el contenido de sales concretas del agua de mar es menos variable que el del agua salobre (aguas superficiales, subterráneas, ríos o lagos). Se estima que la salinidad media del agua de mar está en torno a los 35.000 ppm con una presión osmótica aproximadamente de 385 psi, lo que establece una relación aproximada de 100 ppm = 1psi; o también la relación aproximada de 1000 ppm = 11 psi de presión osmótica.

Imagen 24. Esquema de la osmosis inversa



Fuente: National Academy of Sciences. Procesos de Membrana. Washington D.C. Koshland-science-museum.org/water/html/es/Treatment/Membrane-Processes.html. Modificada por el autor

Tabla 12. Evaluación de la tecnología de Osmosis inversa para tratar el agua salada

CRITERIO	DESCRIPCIÓN
Estado en la Industria	Tecnología desarrollada para tratar la salinidad en el agua a nivel municipal. Se han realizado estudios de laboratorio para su implementación en el tratamiento del agua de producción en operaciones de extracción de petróleo y gas.
Calidad del agua en los contenedores	Aplicable para rangos de contenido total de solidos disueltos entre 500 a 25.000 mg/L, para aguas con contenidos de monovalentes Na y Cl; divalentes Mg, Ca, Ba y SO ₄ ; electrolitos multivalentes Fe y Mn; y de radionúclidos. Aplicable para una clase especifica de componentes orgánicos.
Calidad del agua producida	La calidad depende de la salinidad con que entre el agua contaminada y de las condiciones de operación. Por lo general, el contenido total de solidos disueltos está entre los valores de 100 a 1.500 mg/L. La extracción de amoniaco esta entre 60 a 80%.
Eficiencia de la recuperación	Esta entre los valores de 60 a 85%.
Uso de energía	Esta tecnología requiere de menos energía en comparación con otras tecnologías para tratar la salinidad en el agua. El uso energético, para el funcionamiento de las bombas de alta presión, esta aproximadamente entre 0,5 a 3 Kwh/Kgal (0,02 a 0,13 Kwh/bbl).
Uso de químicos	Es necesario el uso de inhibidores de escamas y soda caustica para mantener un control sobre el proceso, la cantidad de estos químicos dependerá de la calidad con la que entre el agua contaminada al sistema, lo cual se reflejara en la limpieza de impurezas. Entre los químicos usados están: NaOH, Na ₄ EDTA, HCl, Na ₂ S ₂ O ₄ , y H ₃ PO ₄ .
Tiempo de vida de componentes principales	Depende de las condiciones de operación, las membranas utilizadas en esta tecnología por lo general deben ser reemplazadas cuando han pasado entre 3 a 7 años de uso.

Tabla 12. Continuación

Consideraciones de la infraestructura	Esta tecnología requiere de un terreno equivalente al utilizado para otros procesos de desalinización del agua, aunque, en una menor proporción en comparación a las tecnologías de desalinización térmica. Puede ser un sistema automatizado y móvil.
Consideraciones de las operaciones y el mantenimiento	Es necesario el monitoreo y control del pH a la entrada del sistema, de tasa de entrada y de la presión en los contenedores. La automatización del sistema aumenta la eficiencia del personal requerido, aunque este debe concentrarse en una constante revisión y mantenimiento. Es una tecnología altamente sensible a agentes contaminantes orgánicos e inorgánicos. Tiene una alta tolerancia a altos valores de pH aunque no es recomendable para trabajar con una entrada de agua a valores superiores de 113°F (45°C).
Costos	Varía entre 0,8\$ a 4\$/gpd (35\$ a 170\$/bpd) de tratamiento, dependiendo de factores tales como, el tamaño y material de la infraestructura, de la locación. Los costos de operación son de aproximadamente 0,70\$/Kgal (0,03\$/bbl). Los costos debido al consumo energético pueden ser disminuidos a través de la implementación de subsistemas de retroalimentación energética.
Pre-tratamiento aguas arriba	Es necesario, para mitigar los constituyentes nocivos en el agua que entra y evitar la obstrucción y precipitados de escamas. Se debe prestar especial atención a los componentes orgánicos hidrofóbicos y a la salinidad que aún permanece en el agua. El índice de densidad de sedimentos (IDS) no debe ser mayor a 5.
Post-tratamiento aguas abajo	El agua tratada, por lo general, requiere de una estabilización en el pH o una re-mineralización a través del contacto con una capa de cal o por medio del mezclado con pequeñas cantidades de agua filtrada y esterilizada.
Manejo o eliminación de residuos	No requiere de un manejo especial. Cuando hay una eficiencia del tratamiento entre 50 a 80%, existe una cantidad modesta de salmuera. Este tipo de tecnología se encuentra mucho en zonas del interior, y la disposición de la salmuera se realiza en pozos.

Fuente: Colorado School of Mines, 2009

4.9 TECNOLOGÍA DE NANO-FILTRACIÓN²⁴

La nanofiltración es un proceso usualmente considerado como intermedio entre la ultrafiltración y la ósmosis inversa, debido a que su selectividad se atribuye tanto a mecanismos de tamizado, característicos de la ultrafiltración, como a mecanismos de difusión característicos de la ósmosis inversa. Las membranas de nanofiltración usualmente son compuestas, con una película delgada de poliamida; lo que las hace semejantes en su estructura química a las membranas de la ósmosis inversa. Sin embargo, éstas a diferencia de las membranas de la ósmosis inversa tienen un bajo rechazo de iones monovalentes, pero alto para iones divalentes. Además producen caudales de permeado mayores. En general, las membranas de nanofiltración tienen una alta carga y poros del orden de 1nm. Comúnmente empleada en la desalinización del agua salubre para el abastecimiento municipal.

Tiene un principio de rechazo basado en efectos estéricos y de carga, por lo que requiere presiones de operación relativamente bajas, de 0,5 a 2 MPa; y produce un flujo de permeado aceptable; ello representa una ventaja energética y económica frente a la ósmosis inversa. Garantiza la retención de contaminantes con bajo peso molecular como los contaminantes emergentes, la materia orgánica natural y los precursores de subproductos de la desinfección. De donde se tiene una remoción directa de sólidos totales suspendidos, sólidos sedimentables, sales minerales, nitrato, fosfato, entre otros. Se puede obtener un 99% de remoción de la dureza en el agua, y substancialmente se presentara una menor remoción de los iones Na y Cl, por lo que se aumentara la Relación de Adsorción de Sodio.

El pretratamiento del agua, es necesario para proteger la membrana y mejorar su rendimiento. La protección, usualmente se refiere a prevenir el ensuciamiento de estas. En muchos casos, la reducción en el caudal de permeado durante la operación de filtración es debido al ensuciamiento de las membranas. El ensuciamiento afecta la duración de la vida útil, mientras que la limpieza continua o cambio de ellas, provoca retrasos y tiempos muertos. Los intervalos de limpieza son función de la calidad del agua de alimentación, el equipo de filtración y las condiciones del proceso. Además, cada tipo de configuración de los sistemas de membranas presenta un grado diferente de dificultad para su limpieza, y susceptibilidad al ensuciamiento.

Los principales responsables del ensuciamiento son las sales inorgánicas poco solubles, los coloides o materia particulada, los compuestos orgánicos disueltos y los microorganismos. El ensuciamiento puede ser parcialmente controlado a través de la optimización del proceso de filtración, mediante la adecuada elección del tipo y material de la membrana, la configuración de los módulos y los parámetros de

²⁴ ARCOS, Arnold. Consideraciones Básicas de Ingeniería para el Diseño de una Planta Potabilizadora para Cerro Colorado con un Proceso de Nanofiltración. Universidad Nacional Autónoma de México, 2010

filtración (caudal, presión y temperatura). Sin embargo, lo más apropiado es realizar un pretratamiento del agua de alimentación.

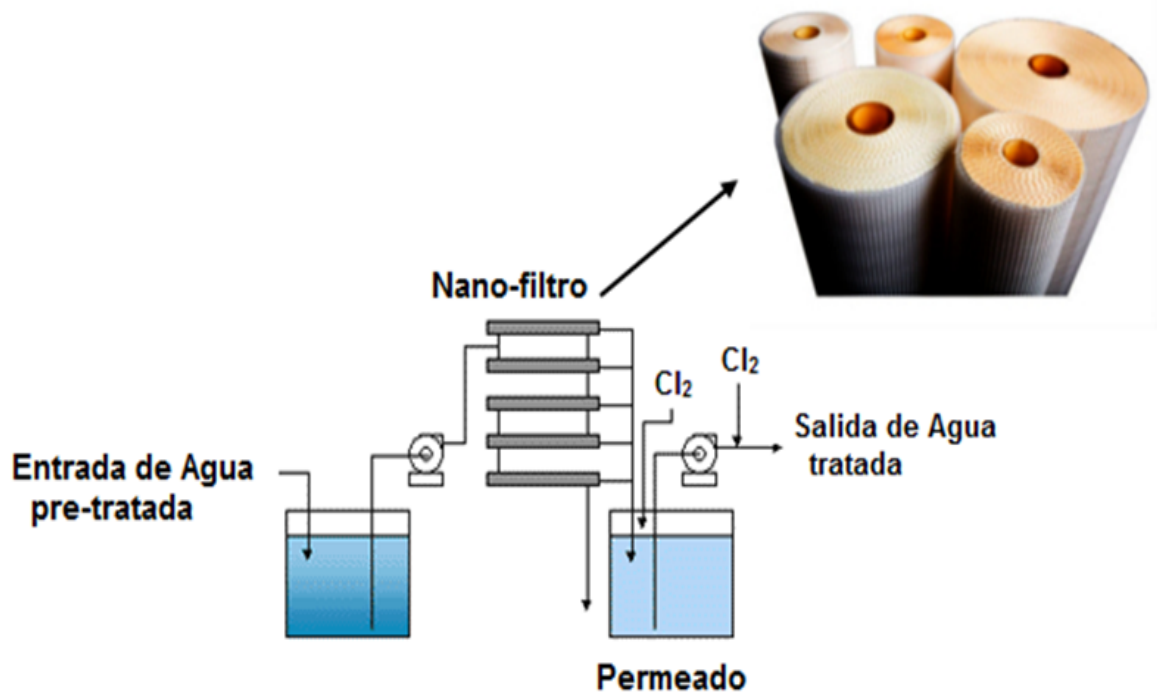
El esquema adecuado de pretratamiento depende de la composición del influente. Los requerimientos son diferentes de acuerdo con el tipo de módulo de nanofiltración y su densidad de empaque, por ejemplo, una membrana enrollada en espiral requiere menos pretratamiento que un módulo de fibra hueca. En la nanofiltración el pretratamiento es usado para:

- Reducir sólidos suspendidos y minimizar el efecto de coloides.
- Reducir el ensuciamiento microbiológico en la superficie de la membrana.
- La adición de químicos, tales como antiescalantes y ajustadores de pH.
- Remoción de compuestos oxidantes.

Muchos fabricantes de membranas de Nanofiltración, explican que no deberían encontrarse virus en el agua tratada debido a que el tamaño del poro de éstas es menor. No obstante, en la práctica los virus atraviesan las membranas. Los rendimientos de remoción de virus varían entre el 99,2 y 100%. La diferencia se debe a imperfecciones en la superficie de la membrana, daños producidos en ellas, o por un sellado deficiente de las unidades de filtración. Debido a este tipo de situaciones, la mayoría de los trenes de tratamiento de membranas incluyen algún tipo de método de desinfección como medida de seguridad contra posibles infiltraciones de microorganismos en el permeado.

Algunos estudios a escala piloto han empleado este tipo de tecnología como pretratamiento al uso de la osmosis inversa, con una capacidad de retención de partículas de 0,001 μm . Para tratar los sólidos totales disueltos se tiene un rango de 1.000 a 35.000 mg/L, es el manejado por el departamento de aguas en Long Beach en un sistema de dos etapas.

Imagen 25. Esquema de la tecnología nano-filtración



Fuente: Virtual Expo Company. Cartucho Filtrante para Nanofiltración. Francia
 Directindustry.es/prod/ge-water-process-technologies/cartuchos-filtrantes-nanofiltracion-membrana-34162-1228649.html. Modificada por el autor

Tabla 13. Evaluación de la tecnología de nano-filtración

CRITERIO	DESCRIPCIÓN
Estado en la Industria	Tecnología desarrollada y robusta para el ablandamiento del agua y la eliminación de metales en diversos sectores industriales y en locaciones municipales. Se ha empleado para el tratamiento del agua de producción en la extracción de petróleo y gas.
Calidad del agua en los contenedores	La aplicabilidad depende del contenido total de sólidos disueltos, en el que hay una tolerancia en la concentración entre 500 a 25.000 mg/L. Recomendable para el tratamiento del agua con contenido divalentes Mg, Ca, Ba, SO ₄ . Metales electrolitos multivalentes Fe, Mn; y radionúclidos. Aplicable a una clase específica de componentes orgánicos.

Tabla 13. Continuación

Calidad del agua producida	Depende de la calidad del agua que entra y de las condiciones de operación. Se espera una alta remoción de iones divalentes (>99%) y de metales con una remoción moderada de sales monovalentes (<90%).
Eficiencia de la recuperación	Esta entre un 75 y 90%.
Uso de energía	Se requiere menor energía que en un proceso de osmosis inversas para tratar un volumen de agua de entrada de igual calidad. Aproximadamente se necesita de 2 Kwh/Kgal (0,08 Kwh/bbl) para operar las bombas de alta presión del sistema.
Uso de químicos	Es necesario el uso de inhibidores de escamas y soda caustica para mantener un control sobre el proceso, la cantidad de estos químicos dependerá de la calidad con la que entre el agua contaminada al sistema. Entre los químicos usados están: NaOH, Na4EDTA, HCl, Na2S2O4, y H3PO4.
Tiempo de vida de componentes principales	Depende de las condiciones de operación. Las membranas usadas en la nano-filtración, por lo general, requieren de ser reemplazadas en un tiempo entre 3 a 7 años de uso.
Consideraciones de la infraestructura	Esta tecnología requiere de un terreno equivalente al utilizado por la osmosis inversa para tratar el agua salada, aunque en una menor proporción en comparación a las tecnologías de desalinización térmica. Puede ser un sistema automatizado con excelente movilidad.
Consideraciones de las operaciones y el mantenimiento	Es necesario el monitoreo y control del pH a la entrada del sistema, de tasa de entrada y de la presión en los contenedores. La automatización del sistema aumenta la eficiencia del personal requerido, aunque este debe concentrarse en una constante revisión y mantenimiento. Es una tecnología altamente sensible a agentes contaminantes orgánicos e inorgánicos. Tiene una alta tolerancia a altos valores de pH aunque no es recomendable para trabajar con una entrada de agua a valores superiores de 113°F (45°C). Funciona semi-continuamente al ser un sistema automatizado, poco tiempo en los periodos de limpieza química y de lavados.

Tabla 13. Continuación

Costos	Varían entre 0,8\$ a 4\$/gpd (35\$ a 170\$/bpd) de tratamiento, dependiendo de factores tales como, el tamaño y material de la infraestructura, de la locación. Los costos de operación son de aproximadamente 0,70\$/Kgal (0,03\$/bbl). Muy similares a los de la osmosis inversa para tratar el agua salada. Los costos debido al consumo energético pueden ser disminuidos a través de la implementación de subsistemas de retroalimentación energética.
Pre-tratamiento aguas arriba	Es necesario, para mitigar los constituyentes nocivos en el agua que entra y evitar la obstrucción y precipitados de escamas. Se debe prestar especial atención a los componentes orgánicos hidrofóbicos y a la salinidad que aún permanece en el agua.
Post-tratamiento aguas abajo	El agua tratada, por lo general, requiere de una estabilización en el pH o una re-mineralización a través del contacto con una capa de cal o por medio del mezclado con pequeñas cantidades de agua filtrada y esterilizada.
Manejo o eliminación de residuos	No requiere de un manejo especial. Cuando hay una eficiencia del tratamiento entre 75 a 90%, existe una cantidad modesta de salmuera. Este tipo de tecnología se encuentra mucho en zonas del interior, y la disposición de la salmuera se realiza en pozos.

Fuente: Colorado School of Mines, 2009

4.10 TECNOLOGÍA DE ELECTROCOAGULACIÓN²⁵

La electrocoagulación es una tecnología con base en un proceso electroquímico, donde los contaminantes son removidos aplicando el principio de coagulación, pero en este caso no se hace uso de un coagulante químico, cuya función es llevada a cabo por corriente eléctrica que es aplicada al medio líquido contaminado. En otras palabras, es un mecanismo en el cual son desestabilizadas las partículas de contaminantes que se encuentran suspendidas, emulsionadas o disueltas en un medio acuoso, induciendo corriente eléctrica en el agua a través de placas metálicas paralelas de diversos materiales, siendo el hierro y el aluminio los más utilizados.

²⁵ RESTREPO, Ana. La Electrocoagulación: Retos y Oportunidades en el Tratamiento de Aguas. Artículo, 2006

A pesar de haber sido puesta en marcha desde 1906, con la primera patente concedida en Estados Unidos. Problemas de tipo financiero o de regulación de incentivos generaron tropiezos para el establecimiento industrial de esta tecnología. Ha sido aplicada en el tratamiento de diversas aguas residuales. En 1888, se efectuó el primer ensayo reportado en Londres por Webster. El proceso utilizaba ánodos de hierro soluble, con una caída de potencial de 1.8 vatios entre los electrodos, distantes una pulgada, y una corriente anódica de 0.6 Amp/pie². Durante las dos últimas décadas se han reportado trabajos en donde se utiliza el proceso para remover partículas dispersas de aceites y grasas.

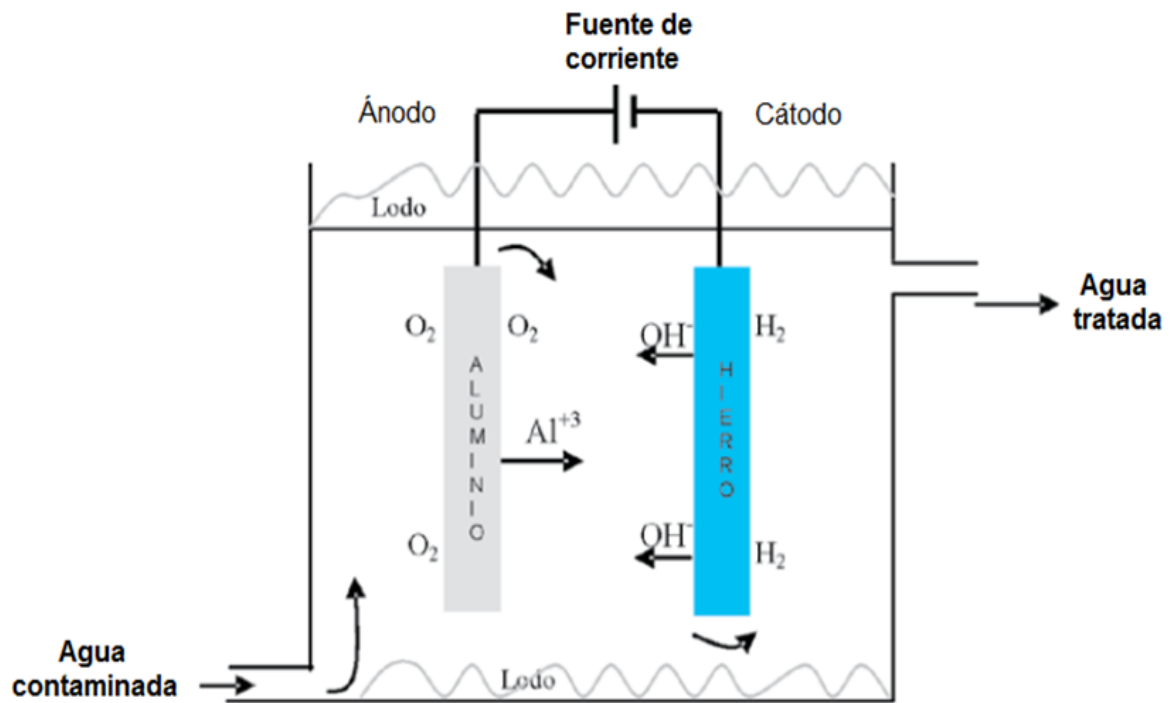
La corriente eléctrica proporciona la fuerza electromotriz que provoca una serie de reacciones químicas, cuyo resultado final es la estabilidad de las moléculas contaminantes. Se produce un estado estable en el cual las partículas sólidas son menos coloidales y menos emulsionadas o solubles. Cuando esto ocurre, los contaminantes forman componentes hidrofóbicos que se precipitan o flotan, facilitando su remoción por algún otro método de separación. Los iones metálicos se liberan y dispersan en el medio líquido y tienden a formar óxidos metálicos que atraen eléctricamente a los contaminantes que han sido desestabilizados.

En muchos casos se hace una combinación de esta técnica con la técnica de flotación promovida también por electrólisis, cuya finalidad es aumentar la eficiencia de remoción del contaminante. Esto se realiza en un proceso en la misma celda, o en celdas consecutivas. En los electrodos ocurren una serie de reacciones que proporcionan iones tanto positivos como negativos. El ánodo provee iones metálicos. A este electrodo se le conoce como electrodo de sacrificio, ya que la placa metálica que lo conforma se disuelve, mientras la placa que forma el cátodo permanece sin disolverse.

Los iones producidos cumplen la función de desestabilizar las cargas que poseen las partículas contaminantes presentes en el agua. Cuando estas cargas se han neutralizado los sistemas que mantienen las partículas en suspensión desaparecen, permitiendo la formación de agregados de los contaminantes e iniciando así el proceso de coagulación. Los iones que proveen los electrodos desencadenan un proceso de eliminación de contaminantes que se puede dar por dos vías: la primera por reacciones químicas y precipitación y la segunda procesos físicos de agregación de coloides, que dependiendo de su densidad pueden flotar o precipitar. Las reacciones más importantes que pueden sufrir las partículas de contaminantes son: hidrólisis, electrólisis, reacciones de ionización y formación de radicales libres. Estas reacciones cambian las propiedades del sistema agua- contaminantes, que conlleva a la eliminación de la carga contaminante del agua. La ley de Faraday, que rige el proceso, establece que la cantidad de sustancias formadas en un electrodo es proporcional a la cantidad de cargas que pasan a través del sistema, y el número total de moles de sustancia formada en un electrodo está relacionado

estequiométricamente con la cantidad de electricidad puesta en el sistema. Es un excelente tipo de tecnología para ser aplicada al tratamiento del agua de producción.

Imagen 26. Esquema tecnología de electrocoagulación



Fuente: MENCIAS, Dennise. MORALES, Johana. Electrocoagulación en el tratamiento de aguas. Universidad Central del Ecuador. Modificada por el autor

Tabla 14. Evaluación de la tecnología de electrocoagulación

CRITERIO	DESCRIPCIÓN
Estado en la Industria	Tecnología madura y desarrollada. Aplicada en la desalinización del agua de mar y agua salobre. Ha sido estudiada a nivel de laboratorio para el tratamiento de aguas de producción.
Calidad del agua en los contenedores	Se requiere de una concentración de sólidos totales disueltos menor a 8.000 mg/L.

Tabla 14. Continuación

Calidad del agua producida	Depende de la cantidad de volumen a tratar en relación con la carga utilizada. Se puede alcanzar un 90% de remoción, sin embargo, se pueden presentar deficiencias en cuanto a la remoción de sustancias sin actividad eléctrica, tales como, material orgánico, silicio, boro y microorganismos.
Eficiencia de la recuperación	Se estima un rango de 80% a 90%.
Uso de energía	Consumo de energía eléctrica. Se está dentro del rango de 0,14 a 0,20 KWh/Lb para la remoción de sales.
Uso de químicos	Son requeridos inhibidores de escamas y sustancias acidas para el control del proceso. Para la limpieza periódica del equipo se emplea soda caustica, desinfectantes y otros tipos de sustancias.
Tiempo de vida de componentes principales	Se debe de tener en cuenta el rendimiento del electrodo de sacrificio, por lo general este tiempo está entre 3 a 5 años.
Consideraciones de la infraestructura	No hay requerimientos especiales, es necesario un espacio que brinde protección al equipo. Resaltando la característica de poca movilidad.
Consideraciones de las operaciones y el mantenimiento	Se debe realizar un monitoreo y control de la tasa de entrada, voltaje, solidos totales disueltos, pH, e integridad de los electrodos. Posee una excelente flexibilidad a los cambios en la calidad del agua de entrada, una modesta capacidad de trabajo en condiciones difíciles de operación y requiere periódicamente de limpieza química y mantenimiento.
Costos	Varían dependiendo de la empresa encargada, se centran en el tipo de agua de entrada, específicamente, en el contenido total de solidos disueltos. En operaciones con mantos de carbono (TDS entre 1.000 a 2.000 mg/L), los costos de tratar el agua de producción se registraron alrededor de 3,6 \$/Kgal para un caudal de 8.000 bbl/d.

Tabla 14. Continuación

Pre-tratamiento aguas arriba	Se requiere la remoción de partículas y demás tipos de sustancias que favorezcan la precipitación de escamas, incrustaciones y ensuciamiento, a través de la filtración. Ajuste de pH.
Post-tratamiento aguas abajo	Se requiere de la re-mineralización del agua de salida para el ajuste de la relación de absorción de sodio; y desinfección.
Manejo o eliminación de residuos	Se requiere de la disposición de los residuos generados.

Fuente: Colorado School of Mines, 2009

4.11 COMPARACIÓN

Del perfil mostrado para cada tecnología, el ítem que hace referencia al Estado en la Industria, permite de cierta forma, obtener un estado de consolidación para la implementación de cada mecanismo en el territorio Colombiano; de donde se hace importante realizar una comparación, demostrando así cual ha sido las más usada y cuál ha sido la más efectiva en el tratamiento del agua. De esta manera, se puede establecer un punto de referencia.

Tabla 15. Estado de cada tecnología en la industria petrolera

Tecnología	Estado en la Industria
Filtros Aireados Biológicos	Tecnología bien establecida y se ha utilizado para el tratamiento del agua de producción. Numerosos proveedores.
Hidrociclón	Ampliamente utilizado en el tratamiento de aguas de producción. Principalmente usado en la separación de aceite y agua. Aplicable para la remoción de partículas contaminantes.
Flotación	Ampliamente utilizada en el tratamiento del agua de producción, especialmente en los procesos convencionales de extracción de petróleo y gas.
Sedimentación	Es empleada a escala completa para el tratamiento del agua de producción.

Tabla 15. Continuación

Destilación por medio de Membranas	Es un tipo de tecnología térmica emergente que no ha sido probada en el tratamiento de aguas en procesos de extracción no convencional de hidrocarburos.
Filtración Media	Ha sido utilizada ampliamente en el tratamiento de aguas de producción. Numerosos proveedores de este tipo de tecnología especializados en el tratamiento del agua de producción.
Osmosis inversa	Tecnología desarrollada para tratar la salinidad en el agua a nivel municipal. Se han realizado estudios de laboratorio para su implementación en el tratamiento del agua de producción en operaciones de extracción de petróleo y gas.
Nano-filtración	Tecnología desarrollada y robusta para el ablandamiento del agua y la eliminación de metales en diversos sectores industriales y en locaciones municipales. Se ha empleado para el tratamiento del agua de producción en la extracción de petróleo y gas.
Electrocoagulación	Tecnología madura y desarrollada. Aplicada en la desalinización del agua de mar y agua salobre. Ha sido estudiada a nivel de laboratorio para el tratamiento de aguas de producción.

Para una visualización grafica comparativa, se ha asignado un valor entre 0 y 5 a cada mecanismo, respetando el perfil dado a conocer en el trabajo consultado de la Escuela de Minas de Colorado, donde se mencionan tecnologías emergentes y a escala de laboratorio, hasta tecnologías consolidadas y ampliamente implementadas.

Filtros Aireados Biológicos: 5.

Hidrociclón: 5.

Flotación: 5.

Sedimentación: 5.

Destilación por medio de Membranas: 2.

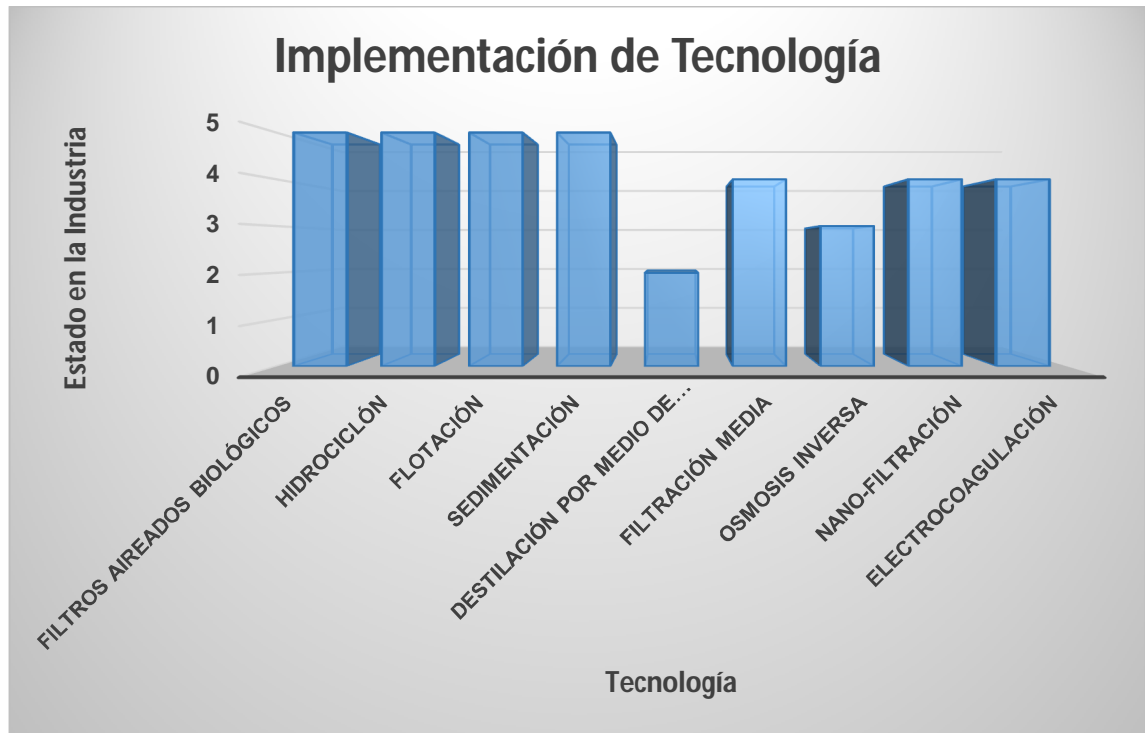
Filtración Media: 4.

Osmosis inversa: 3.

Nano-filtración: 4.

Electrocoagulación: 4.

Imagen 27. Implementación de cada tecnología



Si bien, las cuatro primeras tecnologías expuestas (filtros aireados biológicos, hidrociclón, flotación y sedimentación) son de tipo básicas, indiscutiblemente son las más empleadas en plantas de tratamiento. Sin embargo, no se deben descartar otros mecanismos potencialmente aplicables y que en operaciones convencionales de tratamiento de líquidos en la industria petrolera están bien consolidados (Nano-filtración y Electrocoagulación).

Entre los mecanismos más utilizados, dado sus bajos costos de inversión, por las plantas de tratamiento existentes en Colombia, están los convencionales, usados en lugares de bajos recursos económicos, sectores rurales, instituciones y corregimientos pequeños; llegando a ser tratamientos secundarios. Ya en las ciudades se emplean los tratamientos terciarios (Tratamiento primario: Asentamiento de sólidos. Tratamiento secundario: Tratamiento biológico de la materia orgánica disuelta presente en el agua residual, transformándola en sólidos suspendidos que se eliminan fácilmente. Tratamiento terciario: Pasos adicionales como lagunas, micro-filtración o desinfección).

Cada planta puesta en funcionamiento tiene, entre sus múltiples objetivos a cubrir, el dar cumplimiento a la normatividad de vertimientos a cuerpos de agua o alcantarillado; planteada en el decreto 1594 de 1984. De donde lo parámetros

estipulados para cumplir con los requerimientos, comienzan a ser claros a partir del artículo 72; sin embargo, para quienes están más familiarizados en el sector del medio ambiente, la normatividad Colombiana es flexible con estos valores máximos permisibles de cargas contaminantes. Actualmente se estableció una nueva normatividad, la Resolución 0631 de 2015 de vertimientos, que comenzará a regir para el año 2016; es más rígida y distingue los parámetros para las diferentes actividades industriales, pero no tiene en cuenta los vertimientos sobre el suelo y corrientes de aguas marítimas.

Se debe mencionar el hecho de que es complicado tener un sondeo claro y general en cuanto a información acerca de que tecnología es más utilizada en las plantas de tratamientos activas. Es fácil establecer cuantas plantas de tratamientos hay en Colombia, pero ese dato solo entrega la cantidad de plantas centralizadas que hay para tratar el agua de un municipio o ciudad; las plantas centralizadas se caracterizan por ser grandes y contar hasta un tratamiento terciario. Otro tipo de plantas son las descentralizadas, las cuales se ubican en lugares donde se requieren tratar el agua, tales como hospitales, un pueblo, un conjunto residencial, etc. Las plantas descentralizadas pueden verter directamente sobre el alcantarillado, río, quebrada, suelo; y la cantidad de plantas de este tipo es de difícil conocimiento, dada la falta de control o una base datos específica para saber cuántas plantas actualmente están funcionando, por lo que se podría establecer con claridad que es mucho mayor el número de plantas descentralizadas que de plantas centralizadas.²⁶

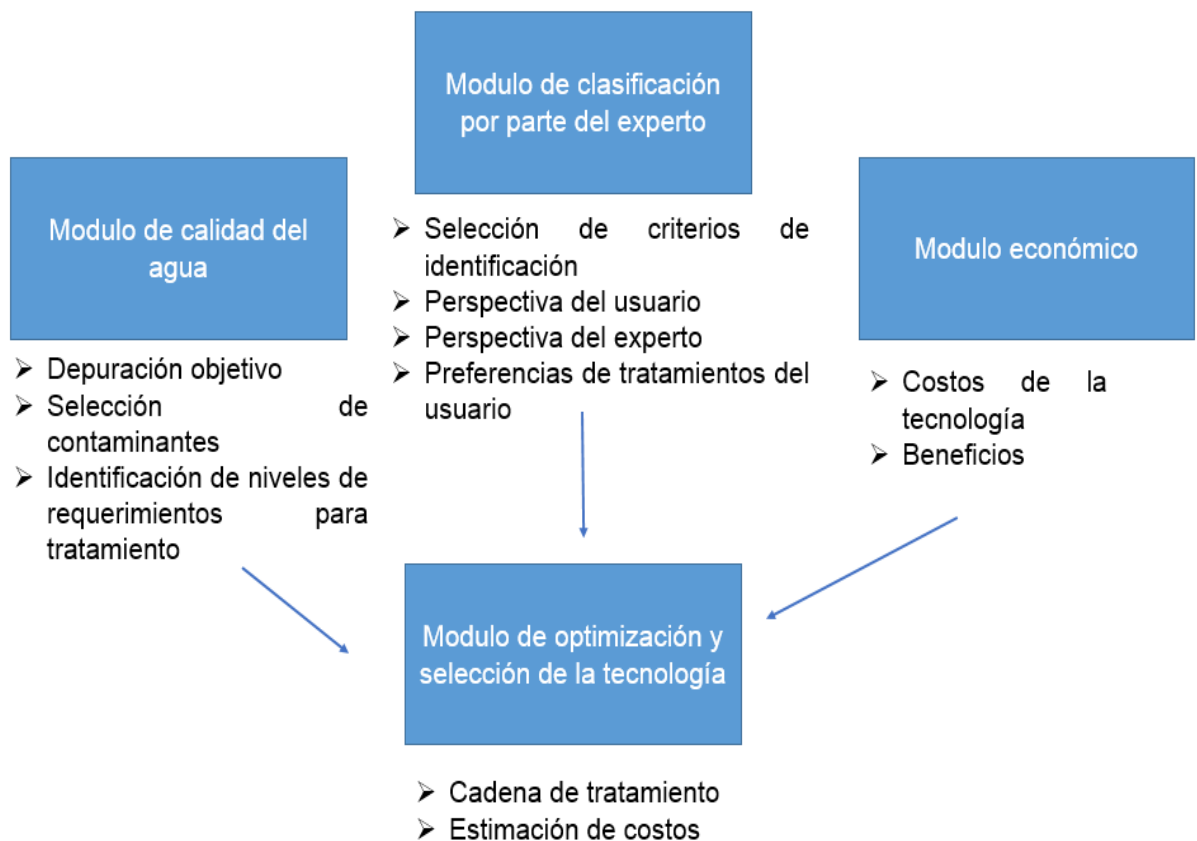
Por otro lado, la selección de un tipo específico de tratamiento es un procedimiento complejo, en donde se deben tener en cuenta parámetros tales como cambios en la calidad del agua a tratar y aspectos económicos en general. En un paper desarrollado por Geza Mengistu, Cath Tzahi, entre otros; se hace una introducción a una herramienta de toma de decisión, la cual se utilizaría para ayudar a las personas involucradas (ingenieros, operarios e inspectores) a la selección de un sistema adecuado de tratamiento para obtener un fluido apto para disposiciones domésticas. Esta herramienta es completamente automática, y determina la mejor opción disponible con base en una serie de datos de entrada tales como las tasas y calidad del agua de entrada, y la calidad de agua que se busca obtener, aunque de forma definitiva es con base al criterio de la experiencia la selección de un tipo de mecanismo, lo que entregaría esta herramienta sería una sugerencia. Su desarrollo comienza con la generación de una base de datos, donde se compila información acerca de tipos de contaminantes y procedimientos para sus respectivas depuraciones; de donde finalmente se sugiere una combinación de tecnologías aplicables al tratamiento tanto del agua proveniente del flowback, como

²⁶ Universidad de Manizales. SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE AGUAS, Maestría en Desarrollo Sostenible y Medio Ambiente

para el agua de producción. Con la intención de dar con un diseño acorde a lo que se requiere, la cantidad de datos de entrada serán mayores, en donde se ingresarían tipos de químicos involucrados, demanda energética del procedimiento, modularidad, movilidad, entre otros factores.²⁷

Dada la mayor capacidad de compilación y procesamiento de datos, actualmente se obtendría un software lo suficientemente útil para la generación de resultados confiables, y que sean aplicados a trabajos de diseño de sistemas de tratamiento.

Imagen 28. Esquema conceptual para la selección de una cadena de tratamiento



²⁷ Geza, Mengistu. Cath, Tzahi.Xu, Pei. Drewes, Jörg. Decision Support Tool (DST) for Characterization, Treatment, and Beneficial Use of Unconventional Gas Frac Flowback and Produced Water. Colorado School of Mines. USA, 2013

5. PANORAMA COLOMBIANO

En este capítulo se muestra un panorama general acerca de la jerarquía institucional en cuanto al manejo de aguas, oferta hídrica del país, situación actual de las operaciones de fracking y la infraestructura para el tratamiento de aguas.

Colombia es el cuarto productor latinoamericano de crudo después de Venezuela, México y Brasil. Actualmente se producen más de un millón de barriles diarios, entre petróleo y gas. Meta propuesta entre el Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la empresa estatal Ecopetrol.

La producción de crudo siempre está asociada a la de agua, por lo general, en una relación de 1 a 5; de acuerdo con investigaciones realizadas, la producción nacional de agua está alrededor de los 7 millones de barriles diarios. Los campos que más producen agua son Caño Limón y Rubiales con un estimado de 4 millones de barriles por día. Hecho que hace necesario la implementación de tecnologías que permitan reducir el impacto ambiental.

El Ministerio de Ambiente Y Desarrollo Sostenible (MADS), conjuntamente con la Presidencia de la República, son quienes se encargan de formular la política ambiental, considerando este elemento como eje central para el desarrollo económico y social, el crecimiento y la sostenibilidad del país. El manejo administrativo de los recursos naturales es asignado por el Gobierno Nacional a entidades tales como el Instituto Colombiano de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), Las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR) y la Dirección Marítima y Portuaria (DIMAR). Donde las CARs fijan los requisitos y condiciones, en cada Departamento, necesarias para la obtención de los permisos de vertimientos. El Sistema Nacional Ambiental (SINA) configura un sistema de gestión ambiental, en el que la autoridad ambiental corresponde a:²⁸

Nivel Nacional:

- Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.
- Ministerio de la Salud y Protección Social.
- Departamento Nacional de Planeación.
- Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico.
- Superintendencia de Servicios Públicos.

Nivel Regional:

- Departamentos.

²⁸ PRIETO, Alejandra. GRAJALES, Natalia. Análisis de la Normatividad Aplicada al Vertimiento de Aguas de Producción en la Explotación de Recursos Hidrocarburos en Colombia. Universidad Industrial de Santander, 2012

- Autoridades Ambientales Regionales.

Nivel Local:

- Municipios

En materia de recursos no-convencionales, más específicamente, en el tema de las actividades de fracking, a continuación se expone un panorama general.

5.1 OFERTA HÍDRICA²⁹

Se presenta una síntesis de la estimación de la oferta hídrica en sus componentes más importantes, agua superficial y de reservas de aguas subterráneas con base en los resultados del Estudio Nacional del Agua (ENA) desarrollado por el IDEAM en el 2010.

5.1.1 Oferta hídrica superficial.

Del volumen total anual de precipitación (3.700 km³), el 61% se convierte en escorrentía superficial, equivalente a un caudal medio de 71.800 m³/s, correspondiente a un volumen de 2.265 km³ al año. Este caudal fluye por las cinco áreas hidrográficas en las que se ha dividido el territorio nacional continental. La cuenca Magdalena-Cauca contribuye a este caudal total con el 13%, la Amazonía con 39%, la Orinoquía con 27%, el Caribe –incluida la cuenca del río Catatumbo– contribuye con el 8% y el Pacífico aporta el 13%.

En términos de cantidad de agua que fluye por unidad de área, el Pacífico cuenta con el mayor rendimiento hídrico medio del país, estimado en 124 L/s-km², la Amazonía presenta rendimiento promedio de 81 L/s-km², y el Orinoco y el Caribe, de 55 L/s-km². Las cuencas hidrográficas de los ríos Catatumbo y Magdalena-Cauca tienen los rendimientos promedio más bajos del país, con 46 L/s-km² y 35 L/s-km², respectivamente; aun así, estas áreas hidrográficas duplican el rendimiento promedio de Latinoamérica estimado en 21 L/s-km².

El régimen hidrológico del país se caracteriza por tener una escorrentía promedio de 1.988 mm, con rangos que van desde una escorrentía media de 100 mm al año en La Guajira hasta escorrentías mayores de 6.000 milímetros en el Pacífico. En el Caribe, con excepción de la Sierra Nevada de Santa Marta y la cuenca del río Atrato, tiene normas de escorrentía bajas, la mayoría menores de 400 mm, mientras que

²⁹ Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). Informe del Estado del Medio Ambiente y los Recursos Naturales Renovables, 2010

regiones como el Pacífico, en particular la cuenca alta del río San Juan, presenta escorrentías muy altas, mayores de 5.000 mm.

Se identifican sectores dentro de la cuenca Magdalena- Cauca con valores bajos de escorrentía en los altiplanos cundiboyacense, nariñense y de Pubenza; igualmente, se observan lugares específicos como el desierto de la Tatacoa, en el Huila; el cañón de la cuenca del río Chicamocha y la cuenca alta del Catatumbo. Sin embargo, para el resto de la cuenca, la escorrentía se considera moderada, con valores entre 1.500 mm y 2.500 mm. El piedemonte llanero, de donde se desprenden los ríos que drenan la zona del Orinoco, se caracteriza por tener una escorrentía media alta, valores mayores de 2.000 mm. La escorrentía, en la zona de sabana orinocence, se considera como media alta.

Tabla 16. Oferta hídrica por zonas hidrográficas en Colombia

Área hidrográfica	Zona hidrográfica	Área (km²)	Caudal año medio (m³/s)	Caudal año seco (m³/s)	Oferta anual año medio (Mm³)	Oferta anual año seco (Mm³)
Magdalena Cauca	Alto Magdalena	34.569	860	384	27.132	12.121
	Saldaña	9.963	318	163	10.019	5.129
	Medio Magdalena	59.689	3.199	1.532	100.886	48.316
	Sogamoso	23.249	748	313	23.582	9.864
	Bajo Magdalena/ Cauca/-San Jorge	25.921	1.272	598	40.119	18.862
	Cauca	40.986	1.581	664	49.862	20.938
	Nechí	14.613	826	422	26.065	13.300
	Cesar	22.931	396	129	12.481	4.082
	Bajo Magdalena	27.243	396	214	12.484	6.739

Tabla 16. Continuación

Total Magdalena Cauca		269.129			302.922	137.083
Caribe	Atrato-Darién	37.810	3.993	2.589	125.952	81.658
	Caribe-Urabá	8.601	263	89	8.306	2.817
	Sinú	18.478	486	251	15.329	7.924
	Caribe-Litoral	1.992	20	11	620	338
	Caribe-Guajira	21.419	435	145	13.723	4.569
	Caribe Islas	49	1	0.64	31	20
	Catatumbo	16.472	824	340	25.990	10.725
Total Caribe		104.821			189.951	108.051
Pacífico	Mira	5.870	786	451	24.787	14.238
	Patía	23.995	1.485	705	46.840	22.244
	Amarales-Dagua-Directos	20.795	3.212	2.171	101.313	68.467
	San Juan	16.412	2.431	1.661	76.682	52.401
	Baudó-Directos Pacífico	5.964	993	655	31.320	20.653
	Pacífico-Directos	4.252	512	311	16.147	9.801
	Pacífico Islas	(Sin información)				
Total Pacífico		77.289			297.088	187.804
Orinoco	Inírida	53.795	3.385	2.403	106.764	75.795
	Guaviare	84.570	5.031	3.417	158.675	107.770
	Vichada	26.212	1.290	879	40.672	27.722

Tabla 16. Continuación

	Tomo	20.301	991	690	31.241	21.768
	Meta	82.720	4.700	2.597	148.238	81.909
	Casanare	24.013	1.199	875	37.832	27.583
	Arauca	11.619	740	420	23.326	13.254
	Orinoco Directos	43.713	2.189	1.650	69.035	52.045
	Apure	264	16	7	501	228
Total Orinoco		347.208			616.285	408.074
Amazonas	Guanía	31.284	2.128	1.500	67.119	47.308
	Vaupés	37.694	2.669	1.812	84.187	57.135
	Apaporis	53.509	4.092	2.744	129.061	86.533
	Caquetá	99.969	9.212	5.584	290.543	176.118
	Yarí	37.127	2.933	1.965	92.500	61.977
	Caguán	20.757	1.929	1.184	60.840	37.336
	Putumayo	57.930	5.075	3.293	160.055	103.863
	Amazonas-Directos	3.269	261	180	8.238	5.664
	Napo	456	27	16	846	508
Total Amazonas		341.994			893.389	576.442

Fuente: IDEAM, 2010

Nota: Mm³ = millones de metros cúbicos.

La comparación de escenarios de año medio y año seco permite observar reducciones significativas en el volumen anual de escorrentía. De esta manera, se infieren reducciones del orden de 35% en el área del Amazonas, de 43% en el área Caribe, de 55% en el Magdalena-Cauca, de 37% en el Orinoco y de 36% en el Pacífico. Estos porcentajes pueden ser más altos, según la variabilidad de la oferta

mensual disponible, meses más húmedos o más secos. Las características y distribución de la oferta hídrica superficial disponible, para las 41 zonas hidrográficas del país, en condiciones hidrológicas medias y secas.

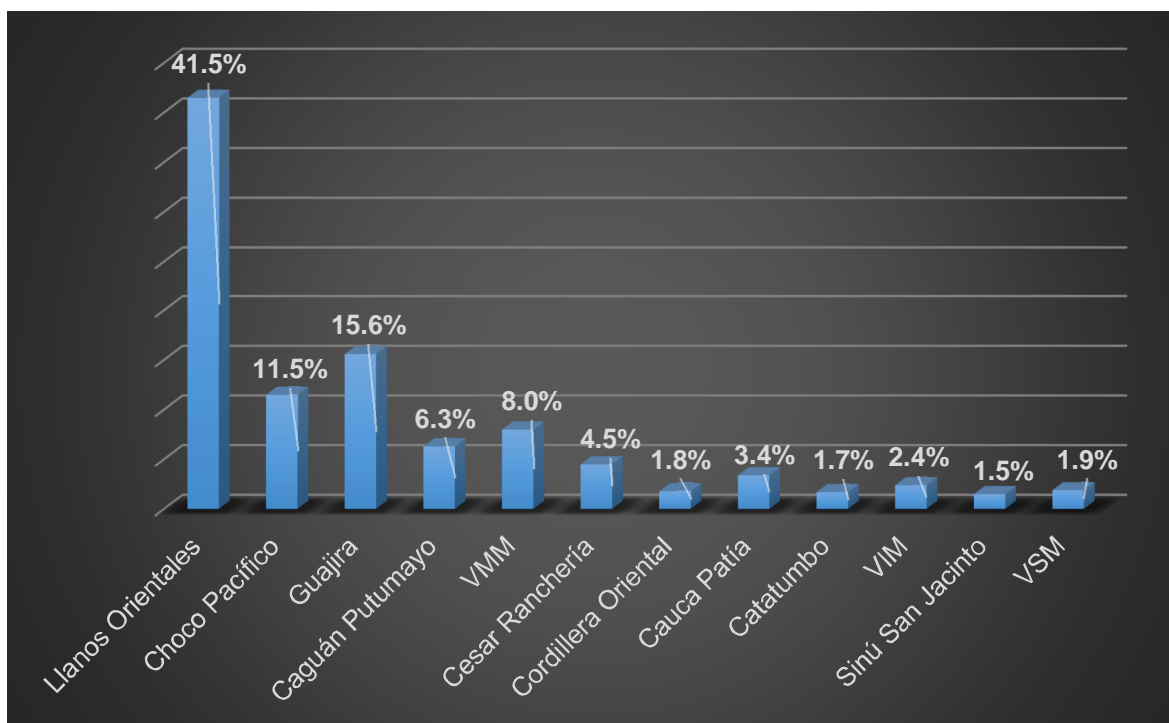
El ENA 2010 evaluó esta oferta disponible e indicadores asociados para las 309 sub-zonas hidrográficas del país y una aproximación indicativa para las cuencas fuente de abastecimiento de la población, con base análisis de esorrentía y rendimientos hídricos producto del balance hídrico superficial.

5.1.2 Aguas subterráneas.

En aguas subterráneas se determinaron las reservas para 16 provincias hidrogeológicas a partir de la delimitación de las unidades de análisis, el modelo geológico básico, la información de espesores y capacidades de las formaciones para comportarse como unidades acuíferas y el rendimiento específico asociado a las características de los materiales del subsuelo.

El 74,5% del territorio nacional está cubierto por provincias hidrogeológicas y solo el 25,5% (291.620,04 km²) por rocas ígneas, metamórficas o por ambientes con posibilidades hidrogeológicas desconocidas, limitadas o restringidas, lo cual indica por sí solo una riqueza de recurso hídrico subterráneo que no ha sido objeto de evaluación formal. El volumen total de aguas subterráneas es del orden de 5.848x10⁹ metros cúbicos (5.848 km³). Casi tres veces la oferta de agua superficial disponible. Las mayores reservas del país se encuentran en las provincias de los Llanos Orientales, Caguán- Putumayo y Cordillera Oriental. Paradójicamente, las provincias con mayor aprovechamiento, como Cauca-Patía, tienen menor cantidad de reservas, aunque suficientes para suplir necesidades actuales y ser incorporadas a estrategias de uso conjunto en el marco de la Gestión Integrada de Recurso Hídrico

Imagen 29. Distribución porcentual de reservas de aguas subterráneas por provincia hidrogeológica



Fuente: IDEAM, 2010

5.1.3 Fuentes de acueductos de las cabeceras municipales.

En el ENA 2010 se evaluó de manera indicativa la oferta y vulnerabilidad al desabastecimiento de cuencas abastecedoras de acueductos, reconociendo las limitaciones que implica este ejercicio. Se abarcaron 950 municipios, de los cuales solo se pudieron georreferenciar en la cartografía básica del Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC) las fuentes abastecedoras correspondientes a 507 cabeceras municipales. De las 70 cabeceras municipales faltantes, 18 son sistemas regulados localizados en Bogotá, Medellín y en municipios vecinos que se integran a estos sistemas de abastecimiento y de las 52 cabeceras municipales restantes no cuentan con información.

Se resalta la relación inversa entre la oferta media y la distribución de las cabeceras municipales. En el área hidrográfica del Magdalena- Cauca, en donde se presenta el 13,2% de la oferta total nacional, se concentran el 63% de las cabeceras municipales, mientras que en el área hidrográfica del Amazonas, en donde se encuentra el 38,7% de la oferta media total nacional, únicamente se identifican el 4.7% de las cabeceras municipales. De igual manera, en el área hidrográfica del

Caribe, en donde se concentran el 11% de las cabeceras municipales, solo se cuenta con el 7,8 % de la oferta media total nacional. Las cabeceras municipales del área hidrográfica del Amazonas se concentran en la zona hidrográfica del Caquetá (36%) y Putumayo (26%). En el Pacífico, el 67% se encuentran en la zona hidrográfica del Patía (primordialmente en las sub-zonas del Guaitara y Juanambú); en menor proporción, se destacan las zonas hidrográficas del San Juan y Amarales-Dagua, que abarcan el 24% de las cabeceras municipales del área hidrográfica. En el área del Orinoco, las cabeceras se concentran en la zona hidrográfica del Meta (68%); el 13%, en la zona del Guaviare (principalmente, en la sub-zona del Ariari); y el 8%, en la zona del Arauca.

En el área hidrográfica del Magdalena-Cauca, la mayor parte de las cabeceras municipales se encuentran en el Alto Magdalena (19%), sobre todo en las sub-zonas de los ríos Bogotá y Sumapaz, en las que están el 42% de las cabeceras de esta zona hidrográfica. En la zona del Cauca, se encuentran 143 cabeceras, de las cuales el 36% corresponden a los afluentes directos al río Cauca y el 20%, a las sub-zonas de los ríos La Vieja y Risaralda. En la zona hidrográfica del Cesar, se reconocen 25 cabeceras municipales; y en las zonas correspondientes a los ríos Nechí y Saldaña hay, en su orden, 26 y 11 cabeceras municipales. En la zona hidrográfica del Sogamoso, se encuentran 146 cabeceras, concentradas en las sub-zonas del Chicamocha y del Suárez (51% y 42% de la zona hidrográfica, respectivamente). En el Magdalena Medio, se encuentran el 17% de las cabeceras del área hidrográfica Magdalena-Cauca, con especial énfasis en las sub-cuencas del Carare y el Lebrija. En el área hidrográfica del Caribe, se encuentran 121 cabeceras, de las cuales el 28% se ubica en la zona hidrográfica del Catatumbo; el 22%, en el Sinú; y el 21%, en la zona de Atrato-Darién. Las áreas hidrográficas más presionadas por el uso de agua superficial en relación con la oferta disponible corresponden con Magdalena-Cauca y Caribe, y adicionalmente se encuentran en esta condición algunos municipios del piedemonte llanero en la Orinoquía y en el Pacífico.

5.2 FRACKING EN COLOMBIA

El Gobierno Nacional, a través del ex-vice ministro de Minas y Energía Orlando Cabrales, estableció que esta práctica comenzará en el 2015 con el objetivo principal de aumentar las reservas de gas natural. Después de dos años, con ayuda de 24 científicos extranjeros y talleres con una duración de más de 50 horas, se estableció un marco regulador para realizar este tipo de intervenciones.

En la Ronda Colombia 2014, que ofreció un total de 98 bloques para explotación de hidrocarburos, 19 fueron ofrecidos para hacer fracking de petróleo y gas de esquistos. Actualmente las empresas interesadas están tramitando las solicitudes

de licencias medioambientales para el inicio de los trabajos; entre las que pueden estar Exxon Mobil, Shell, Conoco Phillips y Ecopetrol.

Para las operaciones de fracking, por parte del Gobierno, está la responsabilidad de asegurar de que las medidas de seguridad se cumplan para minimizar los riesgos; de donde se expidió la Resolución 90341 de 2014, por la cual se establecen los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no-convencionales.

Los opositores de esta técnica señalan, que la principal preocupación no está relacionada con la cantidad de agua necesaria, sino con el agua residual, la cual contiene contaminantes peligrosos, además que el país no está listo para exponer las cuencas de agua a las presiones que normalmente se requieren, por esta razón varias ONGs habían pedido al gobierno una moratoria para esta actividad. En el 2012 la Contraloría General de la Nación emitió un documento (Informe de Actuación Especial - ATNo.31, Seguimiento Función de Advertencia) al Ministerio de Medio Ambiente y a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, en el que advierte sobre los riesgos ambientales de este tipo de explotación. El ente regulador solicitaba que por encima de todo, si llegaba a aprobar esta práctica en el país, se hiciera siempre teniendo en cuenta el medio ambiente y sus necesidades.³⁰

5.3 TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES

En aspectos relacionados con la infraestructura colombiana para el tratamiento de aguas residuales, se presentan deficiencias; y para la implementación de futuros trabajos de fracking, no estaría muy calificada, ya sea que la disponibilidad de recursos para este tipo de trabajos sea alentadora.

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios en una inspección a 333 sistemas de tratamiento de aguas residuales en 278 municipios del país dio a conocer en un documento, Informe Técnico sobre Sistemas de Tratamiento de Aguas Residuales en Colombia, que existen deficiencias en la operación y mantenimiento, tanto por parte de las alcaldías como de las empresas de servicios públicos, para un óptimo funcionamiento. El 31% de las ciudades cuenta con sistemas de tratamiento, del cual el 29% es primario (tratamiento para reducir aceites, grasas, arenas y sólidos gruesos)³¹.

³⁰ Revista Semana. Fracking, con luz verde en Colombia. Artículo, 2014. Disponible en: <http://sostenibilidad.semana.com/impacto/articulo/fracking-luz-verde-colombia/31752>

³¹ Universidad Nacional de Colombia. Planes de Aguas Residuales Están sin Vigilancia Oficial. Bogotá, 2013 Disponible en: www.agenciadenoticias.unal.edu.co/ndetalle/article/planes-de-aguas-residuales-estan-sin-vigilancia-oficial.html

Las aguas residuales implican una variedad de vertimientos, en el caso de los centros urbanos, el 80% del agua que se consume va a través de los alcantarillados. Asimismo, los restos industriales, que van desde aguas sucias municipales hasta rellenos sanitarios, aportan material contaminante a los receptores de agua. La normatividad y la lógica dentro de los sistemas de alcantarillado establecen que deben existir redes separadas a nivel urbano, una para aguas residuales y otra paralela para aguas lluvias; es importante que estas no se combinen, porque aumentan los volúmenes a tratar y los costos se elevarían; adicionalmente, generarían más dificultades de manejo operativo.

Las cifras del Viceministerio de Agua y Saneamiento Básico señalan que sólo el 9% de las aguas de alcantarillado son tratadas en el país. Las estadísticas indican que se tiene un montaje con capacidad para tratar el 32% de las aguas residuales, pero en la práctica, se tratan entre un 8% y un 10%, lo que refleja que falta un óptimo mantenimiento y buen uso de la infraestructura; por ejemplo, la planta Salitre que busca descontaminar el río Bogotá tiene capacidad para tratar 6 m³/s, de los cuales se tratan 4 m³/s.³²

Existen normas como el Decreto 306 del 6 febrero del 2012, que habla del registro de usuarios de recurso hídrico; la Sentencia 0567 del Consejo de Estado, para suspender algunas sentencias del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Territorial; la Resolución 075 de enero de 2012, para los formatos de reporte sobre el estado de cumplimiento de las normas de vertimiento; y la Resolución de la Superintendencia respecto a las solicitudes de datos al sistema único de información.

En cuanto a la parte técnica, está la Resolución No. 1096 del 17 de noviembre de 2000, en la que se adopta el Reglamento Técnico del Sector de Agua Potable y Saneamiento Básico. Al igual que en la Política Nacional para la Gestión Integral del Recurso Hídrico del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Territorial se establece a las autoridades ambientales la obligación de elaborar el Plan de Gestión Ambiental Regional (PGAR), el Plan de Acción, los planes de ordenación y manejo de cuencas hidrográficas (POMCA), planes de ordenamiento del recurso hídrico (PORH), el plan de ordenación forestal (POF), así como, planes de manejo (PM) de los ecosistemas más importantes en su jurisdicción (humedales, páramos, manglares, entre otros); además, deben asesorar y concertar los planes de ordenamiento territorial (POT) y los planes de saneamiento y manejo de vertimientos (PSMV); todos estos instrumentos de planeación están relacionados en mayor o menor medida con el recurso hídrico.³³

³² El Espectador. Colombia Sólo Trata 9% de sus Aguas Residuales, 2008. Disponible en: www.elespectador.com/impreso/negocios/articuloimpreso-colombia-solo-trata-9-de-sus-aguas-residuales

³³ ARIAS CUADROS, Claudia Adalgiza. POLÍTICA NACIONAL PARA LA GESTIÓN INTEGRAL DEL RECURSO HÍDRICO. Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, 2009

6. CONCLUSIONES

Sobresale el hecho de que las actividades de fracking en Estados Unidos (país referente), como herramienta para la explotación de nuevos recursos energéticos, presentan un rápido crecimiento; las agencias gubernamentales, por tal motivo, deben trabajar para ir a la par en la supervisión en el número creciente de pozos destinados a este tipo de explotación, a través de nuevas regulaciones.

Los mecanismos que se han adoptado para el manejo de aguas de producción y flowback, son unas de las muchas opciones existentes en este tipo de tareas y que lo seguirán siendo por varios años. A continuación se enlistan ciertas conclusiones:

- Para el inicio de operaciones de explotación de gas de esquistos se debe asegurar el suficiente abastecimiento de agua, aspecto a tener en cuenta, ya que operaciones de fracking son ejecutadas en formaciones ubicadas en lugares áridos (formación Barnett en Texas). La obtención del agua requiere coordinación con varias agencias gubernamentales, tal es el caso de la formación Marcellus en donde participan la Comisión de la Cuenca del Rio Susquehanna (SRBC por sus siglas en ingles) y la Comisión de la Cuenca del Rio Delaware (DRBC por sus siglas en ingles). Actualmente el abastecimiento no ha sido un obstáculo, aunque con el rápido crecimiento del número de pozos para trabajos de fracking, la obtención del agua podrá ser un obstáculo a futuro.

- Varias operadoras de gas en la formación Marcellus comenzaron a reutilizar el agua de flowback para nuevos trabajos de fracking. Comenzaron a experimentar en la mezcla del agua de flowback (de alta concentración total de solidos) con agua fresca (de baja concentración total de solidos) para la estabilización de la concentración total de solidos disueltos en el fluido de fractura. Esto con buenos resultados, representados en menores costos en el manejo de estas aguas para disposición y en tanques para su transporte, de aquí si estas prácticas son adoptadas por demás operadoras involucradas en este tipo de trabajos, los requerimientos de agua fresca disminuirán, siendo favorable para el medio ambiente.

- Existe un importante rango de opciones de tecnologías aplicadas al tratamiento de aguas, sin embargo su disposición para futuros trabajos de fracking dependerá fundamentalmente de factores técnicos y económicos; dando lugar a un procedimiento similar al empleado en Estados Unidos, de enviar las aguas residuales a plantas de tratamiento ya establecidas.

- En Colombia se ha establecido un escenario socio-político para la puesta en marcha de actividades de fracturamiento hidráulico en formaciones esquistosas, de donde es importante no cometer errores ya observados en países que poseen una

trayectoria en este tipo de explotación; sin embargo, solo la experiencia propia determina la factibilidad de este tipo de operaciones.

- Es importante la diferenciación entre lo aplicable y lo necesario, ya que el panorama natural Colombiano, si bien es factible para trabajos que demanden gran cantidad de recursos naturales, la estructura técnica para el manejo, control y remediación de daños; no presenta condiciones que garanticen el buen manejo, control y más importante aún, la remediación de posibles daños ambientales.

7. RECOMENDACIONES

Para la realización de futuros trabajos en donde se aborden temas relacionados con el manejo de aguas en operaciones de fracking se enlistan las siguientes recomendaciones:

- Mantener una actualización en cuanto a la información de avances tecnológicos en equipos utilizados para el tratamiento de aguas contaminadas de actividades de fracking.
- Profundizar en la normatividad Colombiana sobre actividades de explotación con fracturamiento hidráulico en yacimientos no-convencionales.
- Comparar la efectividad de los procedimientos de tratamiento de aguas en operaciones convencionales aplicados en operaciones de fracking.
- Analizar las capacidades de las instituciones locales para el control del agua requerida en trabajos de fracking.

Cada una de las anteriores recomendaciones está encaminada a enriquecer el conocimiento, que desde la academia se proyecta a la industria para establecer procedimientos con mínimos impactos ambientales inherentes en toda intervención humana en la naturaleza.

BIBLIOGRAFÍA

Oil & Gas Intelligence Series. RECURSOS DE ESQUISTO EN AMÉRICA LATINA, 2012

PALISCH, Terry. CHAPMAN, Mark. Hydraulic Fracture Design Optimization in Unconventional Reservoirs. SPE 160206, 2012

The Royal Society, The Royal Academy of Engineering. SHALE GAS EXTRACTION IN THE UK: A REVIEW OF HYDRAULIC FRACTURING, 2012

United States Environmental Protection Agency. PLAN TO STUDY THE POTENTIAL IMPACTS OF HYDRAULIC FRACTURING ON DRINKING WATER RESOURCES. Report. 2011

ARNOLD, Richard. Managing Water from Waste to Resource. New Mexico State University, 2004

VEIL, John A. Water Management Technologies Used by Marcellus Shale Gas Producers. Argonne National Laboratory, 2010

MINISTERIO DE DESARROLLO ECONÓMICO, Dirección de Agua Potable y Saneamiento Básico. TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES. REGLAMENTO TÉCNICO DEL SECTOR DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO BASICO. República de Colombia, 2000

SILVA, Lorena; VILLANUEVA, Leonardo. EL HIDROCICLÓN COMO UNA ALTERNATIVA PARA LA RECUPERACIÓN PARCIAL DE AYUDAS FILTRANTES EN EL PROCESO DE REFINACIÓN DE AZÚCA. Universidad del Valle, 2010

A.L., Casaday. Advances in Flotation Unit Design for Produced Water Treatment. Society of Petroleum Engineers, 1993

ALL Consulting. Handbook on Coal Bed Methane Produced Water: Management and Beneficial Use Alternatives. U.S. Department of Energy and U.S. Bureau of Land Management, 2003

VEGA, Juan. VILLACRESES, José. Estudio del Fenómeno de Sedimentación en el Tratamiento del Agua en Tres Casos de Estudio. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Ecuador, 2006

J. Minier-Matar, A. Hussain, A. Janson, S. Adham. Treatment of Produced Water from Unconventional Resources by Membrane Distillation. ConocoPhillips, 2014

EVERS, Richard H. Mixed-Media Filtration of Oily Waste Waters. Society of Petroleum Engineers SPE. Journal Paper, 1975

GARCÍA, Francisco. Análisis y Simulación de la Tecnología de Ósmosis Inversa con Fuentes Energéticas No Convencionales. Tesis Doctoral. Universidad de las Palmas de Gran Canaria, 2012

ARCOS, Arnold. Consideraciones Básicas de Ingeniería para el Diseño de una Planta Potabilizadora para Cerro Colorado con un Proceso de Nanofiltración. Universidad Nacional Autónoma de México, 2010

RESTREPO, Ana. La Electrocoagulación: Retos y Oportunidades en el Tratamiento de Aguas. Artículo, 2006

Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). Informe del Estado del Medio Ambiente y los Recursos Naturales Renovables, 2010

ARIAS CUADROS, Claudia Adalgiza. POLÍTICA NACIONAL PARA LA GESTIÓN INTEGRAL DEL RECURSO HÍDRICO. Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, 2009