

Optimización del proceso de osmosis inversa para aumentar la recuperación de agua en las operaciones de perforación

Autores

María Alejandra Corredor Arias

Cesar Augusto Rubial Vega

**Trabajo de investigación para optar por
el título de Ingeniero de Petróleo**

Director

Wilson Raúl Carreño Velasco

Ingeniero de Petróleos

Codirector 1.

Tatiana C Guarín Corredor

Dra. En Ingeniería Civil y Ambiental

Codirector 2.

Diego Felipe León Carvajal

Ingeniero de petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2024

Dedicatorias

A mi mamá, quien desde el cielo me guía en cada día de mi vida. Aunque no estés presente físicamente, te siento cerca en cada paso que doy, especialmente en este, uno de los más importantes de mi vida: convertirme en ingeniera. Me habría encantado poder compartir este logro contigo, pero sé que estas orgullosa de mí. Te amo con todo mi corazón, mamá.

A mis abuelos y mi tía Andrea, quienes han sido mi apoyo incondicional a lo largo de toda mi vida. Desde el primer día, confiaron en que lograría convertirme en ingeniera. Gracias por su amor incondicional y su constante respaldo; este logro es para ustedes. Sé que no habría sido posible sin su aliento y orientación. Los amo mucho.

A mi tía Martha, quien me brindó su apoyo desde el principio y me dio la confianza y ayuda necesaria para creer en que sí podía ser capaz con la UIS. Gracias tía, este logro también es tuyo. Te adoro tía linda.

Por último le dedico a Dios este logro por brindarme la oportunidad de estudiar en una de las mejores universidades del país.

Maria Alejandra Corredor Arias

A mis queridos padres, quienes han sido mi mayor apoyo, guía y fuente de inspiración a lo largo de mi vida y especialmente en este arduo proceso de realización de mi tesis. Sus consejos sabios, su constante motivación y su inquebrantable apoyo han sido fundamentales para alcanzar este logro. Gracias por estar siempre presentes, por creer en mí y por ser mi ejemplo de dedicación y perseverancia. Esta tesis está dedicada con todo mi amor y gratitud hacia ustedes.

Recordando las palabras de Jean-Baptiste Massieu, quien dijo que 'La gratitud es la memoria del corazón', deseo iniciar estas palabras de agradecimiento hacia ti Ángela González quien constantemente apoyó, rio y lloró con mis triunfos, sacrificios y fracasos en el camino de la vida. Inmensas gracias por su incondicional entrega, apoyo, compañía y amor. Esto es el fiel reflejo de lo que siempre quise ser y hacer.

A mi primo y futuro colega Farid A. quien ha estado presente a lo largo esta aventura y quien ha sabido brindarme consejo, ayuda y tiempo en las diversas situaciones que he vivido.

“El conocimiento es el faro que ilumina nuestro camino hacia la realización de grandes sueños”. A todos aquellos que han contribuido a mi crecimiento académico y personal, les dedico este trabajo como un tributo a la perseverancia y al poder transformador del aprendizaje.

Por último, pero no menos importante a Dios, por guiarme y fortalecerme en mi camino académico, permitiéndome completar mi carrera con éxito y estudiar en uno de los mejores programas del país.

Cesar Augusto Rubial Vega

Agradecimientos.

Al profe Wilson, agradezco profundamente su invaluable ayuda y confianza para el desarrollo de este trabajo. Admiro su inteligencia y pasión por su labor, es un gran ejemplo a seguir. De nuevo muchas gracias por sus enseñanzas y toda la ayuda que me proporciono a lo largo de estos cinco años.

A mis primos Tata y Chompas, les agradezco profundamente por su ayuda en la elaboración y desarrollo de este proyecto. Quiero que sepan que son mis primos favoritos y que su apoyo significo mucho para mí.

Gracias por siempre haber confiado en mí. Los quiero mucho.

A Fabián que ha sido una persona sumamente importante en mi vida, brindándome su apoyo incondicional en los momentos buenos y malos.

A los ingenieros e ingenieras que conocí durante mi practica universitaria, en especial: Alex, Elder, Martha C, Dane, Jonattan, Yessica, Carmen, Cris y Leonardo. Les agradezco por haber contribuido significativamente a mi crecimiento personal y profesional durante este periodo. Al Ing Alex un agradecimiento especial por haberme brindado mi primera oportunidad laboral, gracias Ingeniero.

Agradezco al profesor Hernando Buendía por el apoyo y las oportunidades que me brindó durante mi tiempo como auxiliar de los laboratorios de petrofísica en Guatiguara. También quiero expresar mi gratitud a todo el equipo, quienes siempre estuvieron dispuestos a enseñarme y guiarme en mi aprendizaje. Su contribución fue fundamental en mi desarrollo profesional. Muchas gracias a todos."

Maria Alejandra Corredor Arias

Al profesor Wilson, persona de gran sabiduría quien se ha esforzado en apoyarme a llegar al punto donde me encuentro, transmitiéndome sus conocimientos y dedicación. He logrado importantes objetivos como es, culminar el desarrollo de mi tesis con éxito y obtener el ansiado título profesional.

Quiero agradecer a la Universidad Industrial de Santander, en especial a la escuela de Ingeniería de Petróleos, por haberme formado como ingeniero y como persona.

A nuestra codirectora Tatiana, por el dedicarnos el tiempo darnos la motivación y ayudarnos a crecer tanto personal como profesionalmente, por compartirnos sus bastos conocimientos sobre tratamientos y calidades del agua.

Agradezco de todo corazón a la familia González Pabón por su inquebrantable apoyo y presencia constante a lo largo de mi trayectoria académica. Su consejo sabio y su ayuda desinteresada han sido pilares fundamentales en el desarrollo y culminación de esta tesis. Su apoyo incondicional ha sido mi fuerza motivadora y su presencia ha hecho de este camino una experiencia significativa y enriquecedora.

A ustedes, mi más sincero agradecimiento.

Cesar Augusto Rubial Vega

Expresamos profunda gratitud a todos los que han sido fundamentales en nuestro desarrollo profesional y personal, desde mentores hasta seres queridos, por su apoyo, orientación y ejemplo. Este trabajo no solo refleja nuestro esfuerzo, sino también la contribución invaluable de quienes han sido parte de nuestra trayectoria.

¡GRACIAS!

Contenido

| | Pág. |
|--|-----------|
| Introducción | 12 |
| 1 Objetivos..... | 13 |
| 1.1 Objetivo General | 13 |
| 1.2 Objetivos Específicos..... | 13 |
| 2 Justificación..... | 14 |
| 3 Marco Teórico..... | 15 |
| 3.1 ¿Qué es la ósmosis inversa?..... | 15 |
| 3.1.1 <i>Tipos de membranas</i> | <i>16</i> |
| 3.2 Descripción operativa de una planta de OI..... | 20 |
| 3.2.1 <i>Producción de agua:</i> | <i>26</i> |
| 3.3 Equipo de control de sólidos: equipo importante para evitar los efectos de daño en el fluido de perforación..... | 29 |
| 3.4 Normatividad del agua en operaciones de perforación en Colombia..... | 36 |
| 3.4.1 <i>Resolución 0631 de 2015 Colombia.</i> | <i>36</i> |
| 3.4.2 <i>Modificaciones en el Reglamento Técnico de Agua y Saneamiento (RAS).</i> | <i>38</i> |
| 3.4.3 <i>Normativa para uso, reúso y reutilización.....</i> | <i>41</i> |
| 3.4.4 <i>Normas API en Fluidos de perforación:</i> | <i>43</i> |
| 4 Metodología..... | 48 |
| 4.1 Aplicaciones a nivel mundial y nacional de la Osmosis Inversa en operaciones de perforación de pozos petroleros | 48 |
| 4.1.1 <i>Limitaciones y escasas de estudio</i> | <i>48</i> |
| 4.2 Descripción de la técnica de Osmosis Inversa en el tratamiento de agua de perforación en Colombia | 72 |
| 4.2.1 <i>Experiencias en Colombia</i> | <i>75</i> |
| 4.3 Caracterizar parámetros de agua..... | 76 |
| 4.3.1 <i>PH.....</i> | <i>77</i> |
| 4.3.2 <i>Turbidez</i> | <i>78</i> |
| 4.3.3 <i>Concentración De Sulfatos</i> | <i>79</i> |
| 4.3.4 <i>Concentración de Cloruros.....</i> | <i>81</i> |
| 4.3.5 <i>Conductividad.....</i> | <i>82</i> |

| | | |
|------------|---|-----------|
| 4.3.6 | <i>Sólidos Suspendidos</i> | 84 |
| 5 | Análisis de Resultados | 85 |
| 5.1 | Evaluación de la factibilidad de la optimización del proceso de Osmosis Inversa. | 85 |
| 5.1.1 | <i>Criterios Sostenibilidad Ambiental</i> | 88 |
| 5.1.2 | <i>Criterios Sostenibilidad Técnica</i> | 91 |
| 5.1.3 | <i>Criterios Sostenibilidad Social</i> | 91 |
| 5.1.4 | <i>Criterios Sostenibilidad Económico</i> | 93 |
| 5.1.5 | <i>Matriz de valoración</i> | 94 |
| 6 | Conclusiones | 96 |
| 7 | Recomendaciones | 97 |
| | Referencias Bibliográficas | 98 |

Lista de Figuras

| | Pág. |
|---|-------------|
| Figura 1. Clasificación de membranas..... | 17 |
| Figura 2. Diagrama del flujo de agua de la planta Osmosis Inversa. | 21 |
| Figura 3. Demanda de Agua dividida por sectores más grandes de Colombia..... | 25 |
| Figura 4. Volumen captado por tipo de fuente por Ecopetrol en 2019 (Millones de metros cúbicos al año). | 26 |
| Figura 5. Agua necesaria para la operación de Ecopetrol en 2019 (Millones de metros cúbicos al año). ... | 28 |
| Figura 6. Destinos de efluentes de Ecopetrol en 2019 (millones de metros cúbicos)..... | 29 |
| Figura 7. Sistema circulatorio para control de sólidos en la perforación..... | 31 |
| Figura 8. Esquema de tratamiento Membrana de Osmosis Directa (FO). | 57 |
| Figura 9. (a) Sistema móvil de la maquina verde de primera generación; (b) Descripción del funcionamiento. | 60 |
| Figura 10. (a) Descripción del funcionamiento; (b) Sistema de la maquina verde de segunda generación. | 60 |
| Figura 11. Flujo de agua, conductividad del flujo de alimentación y concentración de la solución de extracción en función del tiempo durante la prueba. | 63 |
| Figura 12. Cambio de parámetros con respecto al tiempo (horas). | 64 |
| Figura 13. Descripción del proceso con centrifuga. | 67 |
| Figura 14. Ciclo de las aguas residuales sin Osmosis Inversa. | 73 |
| Figura 15. Ciclo de las aguas residuales con Osmosis Inversa. | 74 |
| Figura 16. Descripción del uso de la membrana de osmosis inversa en un campo colombiano. | 75 |
| Figura 17. Variación de valores de pH antes y después de membrana de OI. | 78 |
| Figura 18. Variación de valores de turbidez antes y después de membrana de OI. | 79 |
| Figura 19. Variación de la concentración de sulfatos antes y después de membrana de OI. | 80 |
| Figura 20. Variación de valores de concentración de cloruros antes y después de membrana de OI. | 82 |
| Figura 21. Variación de valores de conductividad antes y después de membrana de OI..... | 83 |
| Figura 22. Concentración de sólidos suspendidos antes y después de la OI..... | 84 |
| Figura 23. Esquema alternativa 1 | 88 |
| Figura 24. Esquema alternativa 2..... | 88 |
| Figura 25. Esquema alternativa 3..... | 88 |

Lista de tablas

| | Pág. |
|---|-------------|
| Tabla 1. Características de las generaciones de la máquina verde. | 59 |
| Tabla 2. Detalles de las pruebas piloto realizadas con “The Green Machine”. | 60 |
| Tabla 3. Características de la membrana y condiciones iniciales de prueba. | 62 |
| Tabla 4. Resumen de las ventajas y desventajas de las tecnologías encontradas. | 68 |
| Tabla 5. Impacto del pH en pre y post membrana de OI. | 77 |
| Tabla 6. Eficiencia de remoción de turbidez antes y después de membrana de OI. | 78 |
| Tabla 7. Eficiencia de remoción de sulfatos antes y después de membrana de OI. | 80 |
| Tabla 8. Eficiencia de disminución de concentración de cloruros antes y después de membrana de OI. | 81 |
| Tabla 9. Eficiencia en disminución de la conductividad antes y después de membrana de OI. | 82 |
| Tabla 10. Eficiencia de remoción de sólidos suspendidos en membrana de OI. | 84 |
| Tabla 11. Tecnologías seleccionadas. | 85 |
| Tabla 12. Tabla de Criterios y subcriterios. | 86 |
| Tabla 13. Subcriterios y pesos de sostenibilidad ambiental. | 87 |
| Tabla 14. Subcriterios y pesos de sostenibilidad social. | 87 |
| Tabla 15. Valoración de la disminución de la necesidad del recurso hídrico. | 89 |
| Tabla 16. Valoración de la producción de residuos. | 89 |
| Tabla 17. Valoración de la protección de fuentes hídricas. | 90 |
| Tabla 18. Asignación de pesos e indicadores de sostenibilidad ambiental. | 90 |
| Tabla 19. Valoración Sostenibilidad Ambiental. | 90 |
| Tabla 20. Valoración Sostenibilidad Técnica. | 91 |
| Tabla 21. Valoración de la disminución de conflictos. | 91 |
| Tabla 22. Valoración de la mayor oportunidad de trabajo. | 92 |
| Tabla 23. Asignación de pesos e indicadores de sostenibilidad social. | 92 |
| Tabla 24. Valoración Sostenibilidad Social. | 92 |
| Tabla 25. Costos estimados de tratamiento por barril. | 93 |
| Tabla 26. Costos estimados por alternativas. | 93 |
| Tabla 27. Valoración Sostenibilidad Económica. | 94 |
| Tabla 28. Asignación de pesos e indicadores para cada criterio. | 94 |
| Tabla 29. Valoración Total de las Alternativas. | 95 |

Resumen

Título: Optimización del proceso de osmosis inversa para aumentar la recuperación de agua en las operaciones de perforación*

Autores: María Alejandra Corredor Arias, Cesar Augusto Rubial Vega**

Palabras clave: Tratamiento de aguas residuales, aguas de perforación, osmosis inversa, sostenibilidad y optimización.

La investigación desarrollada se centró en el análisis integral del proceso de ósmosis inversa para el tratamiento y recuperación de agua en operaciones de perforación en Colombia, con el propósito de abordar diferentes aspectos relacionados con esta tecnología y su aplicación específica en el contexto de las operaciones de perforación en el país. En primer lugar, se llevó a cabo una revisión exhaustiva de la literatura científica y técnica disponible para explorar y comprender las diversas tecnologías utilizadas en el aprovechamiento, reúso y tratamiento de aguas residuales generadas en estas operaciones. Esto con el propósito de identificar las tecnologías convencionales y emergentes, sus ventajas, limitaciones y aplicaciones en entornos de perforación. Posteriormente, se procedió a describir detalladamente la técnica de ósmosis inversa y su adaptación para el tratamiento de agua en operaciones de perforación específicas en Colombia.

Además, se analizaron y evaluaron diferentes parámetros de calidad del agua proveniente de operaciones de perforación en el país. Esto incluyó la evaluación de parámetros físicos y químicos para comprender la composición del agua, su potencial de contaminación y su idoneidad para ser tratada mediante ósmosis inversa. Finalmente, se llevó a cabo una evaluación integral de la viabilidad y factibilidad de un tren de pretratamiento al proceso de ósmosis inversa como estrategia

de optimización para garantizar mejores prácticas en el tratamiento de aguas residuales en procesos de operación de perforación en Colombia. En conclusión, se evidencia la viabilidad de introducir nuevos tratamientos para el agua residual de perforación en términos de criterios sociales, ambientales, técnicos y su implementación a escala piloto tiene el potencial de generar mejoras sustanciales, en la eficiencia de la membrana de ósmosis inversa. Además, contribuye de manera significativa a la sostenibilidad de los procesos, específicamente en la reutilización del agua en las operaciones de perforación de pozos de petroleros.

*Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Wilson Raúl Carreño Velasco, Ingeniero de Petróleos.

Abstract

Title: Optimization of reverse osmosis process to increase water recovery in drilling operations*

Authors: María Alejandra Corredor Arias, Cesar Augusto Rubial Vega**

Keywords: Wastewater treatment, drilling water, reverse osmosis, sustainability and optimization.

Description:

The research developed focused on the integral analysis of the reverse osmosis process for the treatment and recovery of water in drilling operations in Colombia, with the purpose of addressing different aspects related to this technology and its specific application in the context of drilling operations in the country. First, an exhaustive review of the available scientific and technical literature was carried out to explore and understand the various technologies used in the use, reuse and treatment of wastewater generated in these operations. The purpose was to identify conventional and emerging technologies, their advantages, limitations and applications in drilling environments. Subsequently, we proceeded to describe in detail the reverse osmosis technique and its adaptation for water treatment in specific drilling operations in Colombia.

In addition, different water quality parameters from drilling operations in the country were analyzed and evaluated. This included the evaluation of physical and chemical parameters to understand the composition of the water, its contamination potential and its suitability for reverse osmosis treatment. Finally, a comprehensive evaluation of the viability and feasibility of a pretreatment train to the reverse osmosis process was carried out as an optimization strategy to ensure best practices in wastewater treatment in drilling operation processes in Colombia. In conclusion, the feasibility of introducing new treatments for drilling wastewater in terms of social,

environmental and technical criteria is evidenced, and its implementation at pilot scale has the potential to generate substantial improvements in the efficiency of the reverse osmosis membrane. In addition, it contributes significantly to the sustainability of the processes, specifically in the reuse of water in the drilling operations of oil tanker wells.

* Degree Work

**Faculty of Chemical and Physical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Wilson Raul Carreño Velasco, Petroleum Engineer,

Introducción

Debido a la creciente demanda mundial de gas y petróleo, la industria se ha visto obligada a buscar nuevas alternativas con el fin de suplir la necesidad de estos recursos, haciendo énfasis en políticas de gestión integral de los recursos hídricos. Esto debido a que se utiliza cantidades muy altas de agua para el uso en las operaciones, en la fase de la perforación de pozo; este recurso se utiliza en la elaboración de lodos de perforación, fabricación de lechadas de cemento, operaciones Deep-Watering, entre otras. Los procesos que se realizan durante esta etapa pueden llegar a generar un gran impacto al medio ambiente por la ignorancia de los procesos de reutilización y tratamiento de agua.

La investigación en torno al tratamiento de agua de perforación se ve limitada por la escasez de información disponible. Sin embargo, se han identificado diversas tecnologías relevantes, en su mayoría casos reales, que ofrecen soluciones pertinentes. Se identificaron diecisiete técnicas para el tratamiento de aguas residuales de perforación, cada una de las cuales fue analizada en términos de ventajas, desventajas y aplicaciones, con el propósito de seleccionar aquellas que podrían complementar el uso de la tecnología de ósmosis inversa.

En el contexto colombiano, las experiencias en el tratamiento de aguas residuales mediante ósmosis inversa son limitadas. La literatura disponible se basa en documentos experimentales y casos prácticos. A pesar de las limitaciones de información, se confrontaron dos experiencias relevantes, que proporcionaron evidencia sobre las distintas opciones de implementación de la osmosis inversa.

Finalmente, se caracterizaron las aguas de perforación teniendo en cuenta diversos parámetros (Ph, Turbidez, Sulfatos, Cloruros, Conductividad y Solidos suspendidos) con el

objetivo de identificar la eficiencia más baja al pasar por la membrana y con esto poder determinar que alternativas de pretratamiento podrían utilizarse. Siguiendo a esto se determinaron tres criterios (Ambientales, Técnicos y Sociales) para evaluar y seleccionar la mejor alternativa según la necesidad. Dando como resultado que para mejorar la eficiencia de la membrana de ósmosis inversa y aumentar la recuperación de aguas de perforación, la alternativa 1 es ideal ya que aborda eficazmente múltiples parámetros, como la concentración de cloruros, sulfatos y sólidos, y podría aumentar la eficiencia por encima de un 90%.

1 Objetivos

1.1 Objetivo General

Plantear estrategias de optimización del proceso de osmosis inversa para el tratamiento y recuperación de agua en operaciones de perforación en el país.

1.2 Objetivos Específicos

- Revisar en la literatura las diferentes tecnologías usadas en el aprovechamiento, reúso y tratamiento de aguas residuales resultantes en operaciones de perforación.
- Describir la técnica osmosis inversa en el tratamiento de agua en operaciones de perforación usadas en Colombia.
- Caracterizar parámetros de calidad del agua usada en operaciones de perforación.
- Evaluar la combinación de tecnologías de tratamiento para mejorar la eficiencia del proceso de osmosis inversa.

2 Justificación

El sector oil & gas es una industria importante en el desarrollo de la sociedad, su operación es responsable de la exploración y explotación de hidrocarburos que son usados en las refinerías y plantas procesadoras para obtener materias primas para la generación de energía eléctrica y combustibles que son empleados en diversos sectores como transporte, agricultura, usos residenciales, comerciales e industriales. A pesar de intentos por migrar a energías más limpias, el mundo continuará siendo dependiente de combustibles fósiles (*World Energy Outlook 2015 – Analysis - IEA*, n.d.) siendo necesario buscar y establecer prácticas para promover el desarrollo sostenible en esta industria.

Dentro de los muchos productos obtenidos durante la extracción de hidrocarburos, grandes volúmenes de agua (200-50000 m³ por pozo) con altísimas concentraciones de sólidos disueltos (30000-300000 mg/L) son un recurso que bien manejado, puede contribuir a suplir demandas adaptando estrategias de reúso. (Rodríguez & Soeder, 2015;). La tecnología de tratamiento debe ser robusta y capaz de eliminar contaminantes como partículas suspendidas sólidas y compuestos orgánicos para hacer de su reutilización un beneficio y una oportunidad atractiva para la industria de hidrocarburos. Una opción de tecnología de tratamiento es la filtración usando membranas, las cuales tienen un rango de operación que va desde la remoción de sólidos suspendidos a desalinización; dependiendo del tamaño de sus poros.

La membrana de osmosis inversa tiene un tamaño de poro <0.001µm, siendo capaz de remover contaminantes tan pequeños como el tamaño de sus poros es capaz de rechazar todas las especies iónicas y solo moléculas de agua pasan a través de la membrana, rechazando cerca del 99% de los solutos. Otros investigadores han demostrado la efectividad de esta tecnología para el

tratamiento de aguas provenientes de operaciones de perforación mostrando su potencial para producir agua en excelentes condiciones de calidad, pero problemas asociados al manejo de los sólidos atrapados en la membrana, consumo de energía y frecuencia de limpieza de la misma son preocupaciones que demandan atención y por consiguiente estudios para optimizar la tecnología y/o adaptar procesos adicionales para recuperar y producir agua de calidad bajo el concepto de sostenibilidad.

3 Marco Teórico

3.1 ¿Qué es la ósmosis inversa?

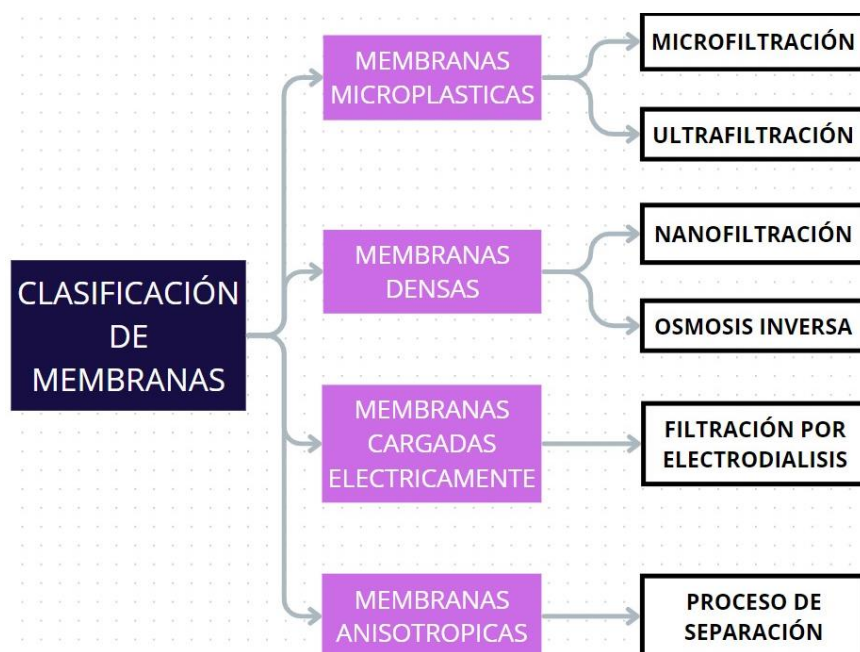
Para definir la ósmosis inversa es indispensable comprender en qué consiste la osmosis celular, la cual es un proceso que permite el paso del agua a través de una membrana de proteína con el fin de igualar la concentración de partículas disueltas en el agua. La membrana de proteínas (e.i. la pared celular) permite que el agua pase a través de ella, pero que selectivamente, moléculas de tamaños mayores al agua, como es el caso de los minerales, las sales, las bacterias, y los microorganismos no pueden pasar. Durante el proceso, el agua fluye hacia atrás y adelante hasta alcanzar una concentración igual a ambos lados de la membrana, y así lograr un punto de equilibrio. Al aplicar este concepto a procesos de purificación de aguas encontramos que muchos son el tipo de contaminantes en diferentes concentraciones que pueden encontrarse en ella, siendo atractivo lograr su separación mediante la implementación de sistemas que imiten procesos de osmosis. Para el tratamiento de agua, la aplicación de presión sobre el agua a medida que pasa a través de la membrana, se ejerce un empuje de ella y una tendencia a alejarse de la membrana en lugar de intentar lograr un equilibrio como el normal.

Este movimiento en contra flujo es de donde viene el termino de “reversa” o “ósmosis inversa” (Rivas Perez & Sotomayor Moriano, 2014) . En la osmosis inversa, las bombas son elementos indispensables para garantizar que el agua sea forzada a pasar a través de la membrana, la cual, actúa como un filtro de partículas super finas, bloqueando la entrada de la mayoría de los contaminantes. (Pureaqua) Este proceso al igual que las demás técnicas de filtración usando membranas, como ultrafiltración (UF), nanofiltración (NF) y microfiltración (MF) poseen diversas ventajas y desventajas. En el tratamiento de aguas, las membranas usadas en osmosis reversa pueden llegar a eliminar entre un 94% a un 98% de los contaminantes, incluyendo sales y minerales, partículas, bacterias y metales pesados. Sin embargo, por el funcionamiento de la OI (Osmosis inversa) no se puede llegar a eliminar en su totalidad los contaminantes (Prada Rojas, 2021) También para estos procesos como ya se mencionó se requiere de bombas de alto grado ya que la tasa de rechazo depende en gran medida de la presión aplicada a la membrana (*Tipos de Membranas de Filtración y Posibles Configuraciones / Condorchem Enviro Solutions, nd.*)

3.1.1 Tipos de membranas

Existen diversos tipos de membranas que se pueden usar en los procesos de filtración ya sea MF, UF, NF y OI las membranas se pueden fabricar con materiales poliméricos, cerámicos o metálicos. Con base en su estructura física podemos clasificarlas como se presenta en la figura 1:

Figura 1. Clasificación de membranas.



Fuente: autores

3.1.1.1 Membranas Microplásticas:

Las membranas microplásticas se caracterizan por su estructura porosa, con tamaños de poro que varían entre 0,001 y 10 mm. Principalmente empleadas en procesos de filtración como microfiltración (MF) y ultrafiltración (UF), estas membranas se basan en la diferencia de presión como fuerza motriz para el flujo de permeado. Los filtros de profundidad de membrana, dentro de esta categoría, capturan contaminantes al adsorberlos en los poros o al detener el estrechamiento de los canales de los poros.

3.1.1.2 Membranas Densas:

Contrastando con las membranas porosas, las membranas densas presentan una estructura no porosa y siguen un modelo de difusión de solución. Procesos como la ósmosis inversa (OI) y la nanofiltración (NF) se benefician de esta característica. La separación en

estas membranas se logra gracias a la solubilidad y difusión de los componentes de la solución en la membrana, destacando su anisotropía debido a las fuertes presiones involucradas en estos procesos.

3.1.1.3 Membranas Cargadas Eléctricamente:

Las membranas cargadas eléctricamente, ya sean porosas o densas, poseen restos aniónicos o catiónicos incorporados en su estructura. La separación que ofrecen se atribuye a la carga de la membrana, excluyendo componentes con cargas similares. La eficiencia de separación está influenciada por la carga y concentración de iones en la solución, siendo menos eficaz en soluciones de alta fuerza iónica. Estas membranas son comúnmente utilizadas en procesos de filtración por electrodiálisis.

3.1.1.4 Membranas Anisotrópicas:

Las membranas anisotrópicas exhiben una estructura en capas o tubular con variaciones en el tamaño de poro o composición. Compuestas por una membrana delgada responsable del proceso de separación y una membrana más gruesa que proporciona resistencia mecánica, estas pueden ser del mismo material, conocidas como membranas de Loeb-Sourirajan, o de materiales diferentes, denominadas membranas compuestas. La delgadez de la membrana es esencial, ya que la velocidad de la materia a través de ella es inversamente proporcional a su espesor.

3.1.1.5 Parámetros de Diseño

- **Presión de Operación:** La presión aplicada es esencial para forzar el agua a través de la membrana. Se debe determinar la presión necesaria para superar la presión osmótica y garantizar una filtración eficiente.

- **Flujo de Agua:** El flujo de agua a través del sistema es un factor crítico. Un flujo óptimo asegura una buena eficiencia de filtración y minimiza los tiempos de operación.
- **Relación de Recuperación:** Es la proporción de agua purificada producida en relación con la cantidad de agua de alimentación. Ajustar la relación de recuperación puede afectar la eficiencia del sistema y la concentración de los contaminantes en el rechazo.
- **Concentración de Sales:** La concentración de sales en el agua de alimentación afecta directamente la eficiencia de separación de la membrana. Cuanto mayor sea la concentración, mayor será la presión requerida y menor será la eficiencia.
- **Temperatura del Agua:** La temperatura del agua de alimentación influye en la viscosidad y densidad, afectando así la eficiencia del sistema. En general, un aumento de temperatura puede mejorar la permeabilidad de la membrana.
- **PH del Agua:** El pH del agua puede afectar la estabilidad de la membrana y la solubilidad de ciertos compuestos. Se deben tener en cuenta los rangos de pH aceptables para garantizar la durabilidad del sistema.
- **Calidad del Agua de Alimentación:** La calidad del agua de entrada, incluyendo la presencia de sólidos suspendidos, microorganismos y materia orgánica, puede afectar la eficiencia y vida útil de la membrana.
- **Mantenimiento:** Considerar la frecuencia y tipo de mantenimiento requerido para el sistema. La limpieza regular y el reemplazo de componentes desgastados son cruciales para mantener la eficiencia a lo largo del tiempo.

3.2 *Descripción operativa de una planta de OI*

En la figura 2, se muestra un mapa del flujo de agua de la planta con el fin de evaluar las soluciones adecuadas para su gestión efectiva. Este mapa considera los flujos, características del agua y requisitos específicos de cada uno, permitiendo así la evaluación de tecnologías que se ajusten mejor a la planta y a la calidad de agua necesaria.

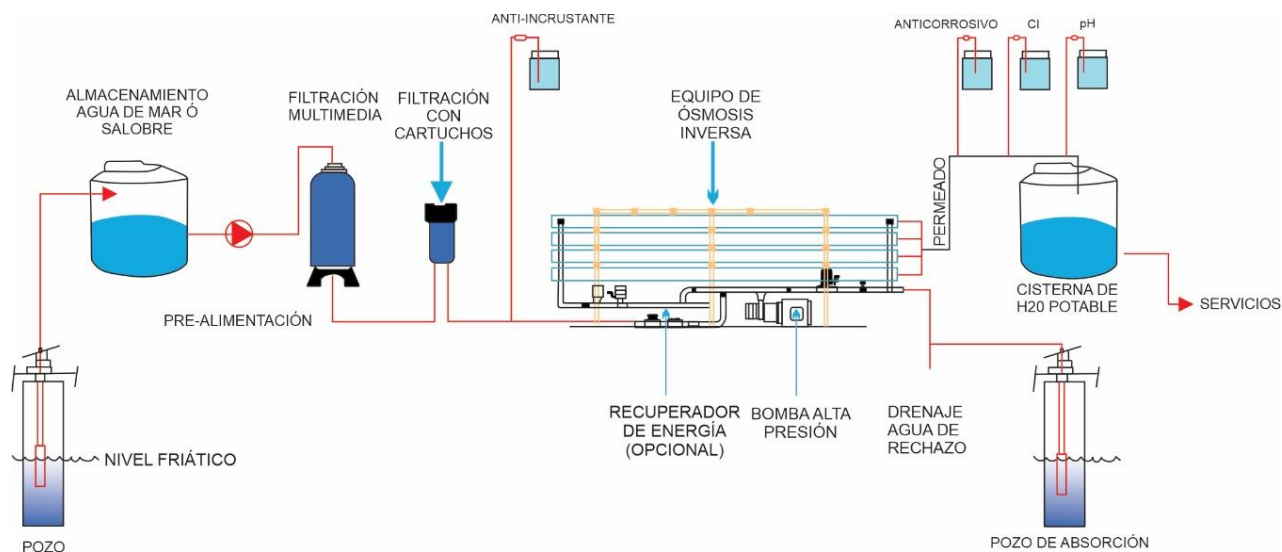
La calidad del agua, un aspecto difícil de definir depende de su aplicación. La conductividad eléctrica, medida comúnmente en micro Siemens por centímetro ($\mu\text{S}/\text{cm}$), es una medida utilizada para caracterizar el agua, aumentando con la presencia de impurezas. Sin embargo, en el diseño de sistemas, es crucial considerar la composición individual de los elementos del agua, ya que cada uno tiene diferentes límites de solubilidad y efectos en el pH del agua.

Se describen diversas fuentes de agua utilizadas en la planta, como agua de pozo, agua de rechazo de calderas, agua de rechazo de torres de enfriamiento, agua de rechazo de osmosis inversa del proceso, agua de la torre de secado y agua del drenaje industrial. Cada una presenta características específicas, como conductividad, temperatura, contenido de sílice, pH y requisitos de calidad para su aplicación particular.

El agua de pozo, por ejemplo, con alrededor de $2000 \mu\text{S}/\text{cm}$ y 30 ppm de sílice, se utiliza en diversas áreas de la planta y se almacena en tanques de cloración. El agua de rechazo de las calderas y las torres de enfriamiento se envía al drenaje industrial debido a su alta conductividad, temperatura y otras características. El agua de rechazo de osmosis inversa presenta una alta conductividad y contenido de sílice, siendo dirigida también al drenaje industrial.

El agua de la torre de secado debe cumplir con requisitos específicos de dureza, alcalinidad y metales pesados. Además, se menciona que el agua del drenaje industrial debe cumplir con la normativa NOM 015 en la Ciudad de México, y hay un costo asociado por el volumen descargado en el drenaje industrial.

Figura 2. Diagrama del flujo de agua de la planta Osmosis Inversa.



Fuente: Sistema de Osmosis Inversa Industrial (2021). <https://megaozono.pe/product/osmosis-inversa-industrial/>

Las plantas de ósmosis inversa que tratan agua salobre generalmente tienen una capacidad de producción inferior a las plantas que manejan agua de mar. A nivel mundial, el porcentaje de plantas de ósmosis inversa para agua salobre en funcionamiento es mayor (48% del total) que las plantas de ósmosis inversa para agua de mar (25%) (International Desalination Association & Wangnick Consulting GMBH, 2002). El 28% restante de las plantas de desalinización utiliza otras fuentes de agua, como ríos, aguas residuales y agua pura.

En los sistemas de agua salobre, el agua de alimentación suele ser agua subterránea, la cual tiene flujos más bajos hacia los pozos en comparación con una toma de agua de mar abierta.

Muchas plantas producen entre 500 y 10,000 m³/día de producto permeado (Allam et al., 2003). En Estados Unidos, las plantas de agua salobre tienen un rango de producción de 200 a 76,000 m³/día, con un rango de TDS (total de sólidos disueltos) en el agua de alimentación de 520 a 8,500 mg/L (Mickley & Associates et al., 2006).

El diseño fundamental del sistema de ósmosis inversa para agua salobre difiere críticamente del diseño para agua de mar. En la ósmosis inversa para agua salobre, el concentrado de la primera etapa se utiliza como alimentación para una segunda etapa, mientras que, en la ósmosis inversa para agua de mar, el permeado de la primera etapa es la alimentación para la segunda etapa.

Esta diferencia clave de diseño se debe a las concentraciones más bajas de TDS en el agua salobre, lo que permite a los sistemas de ósmosis inversa para agua salobre lograr recuperaciones del sistema mucho más altas. A diferencia del agua de mar, que puede resultar en un permeado de ósmosis inversa con un TDS superior a 1000 mg/L en un solo paso, las plantas de ósmosis inversa para agua salobre generalmente evitan este problema. Los sistemas de ósmosis inversa para agua salobre a menudo constan de dos etapas, cada una con una recuperación del 50 al 60%, logrando una recuperación general del sistema del 70 al 85%.

En algunos casos, se utiliza una tercera etapa para aumentar aún más la recuperación o para eliminar contaminantes difíciles (por ejemplo, boro) mediante cambios en las condiciones químicas. Algunas plantas de ósmosis inversa para agua salobre también incorporan membranas de nanofiltración (NF) para la eliminación de sal. Estas membranas NF se pueden usar en serie después del sistema de ósmosis inversa para tratar el concentrado de ósmosis inversa y aumentar la recuperación del sistema; los permeados de ósmosis inversa y NF se mezclan para obtener el

producto final (M'nif et al., 2007). Además del número de etapas, otra decisión crucial en el diseño de una planta de agua salobre es el método para eliminar el concentrado.

Manejo de efluentes de actividades de perforación (producción estimada de aguas y consumo de agua)

La producción de hidrocarburos en Colombia se inició a principios del siglo XX con la aprobación de concesiones petroleras. La primera licencia fue otorgada a Roberto de Mares, quien fundó la Tropical Oil Company (TROCO) en 1916. A pesar de que el primer pozo, Infantas I, no tuvo éxito, se extrajo crudo por primera vez en abril de 1918 en lo que hoy es el campo La Cira Infantas. En los años 50, Colombia producía alrededor de 30 millones de barriles al año.

A partir de la década de 1980, con descubrimientos como Caño Limón, Cusiana y Cupiagua, la industria experimentó un rápido crecimiento y se convirtió en la principal fuente de ingresos para el país. En 2014, la producción alcanzó más de 1 millón de barriles por día, siendo el 75% de este crudo producido en los llanos orientales, específicamente en los departamentos de Casanare, Arauca y Meta.

La Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) informa que, en 2018, la producción nacional de crudo fue cercana a los 865,000 barriles por día, con Ecopetrol siendo responsable de aproximadamente 470,000 barriles por día. Los llanos orientales representan alrededor del 74% de la producción total, según datos de la ACP en 2019. En la zona del Valle Medio del Magdalena (VMM), se observa un crecimiento en la producción desde 2005, gracias a intervenciones en campos maduros mediante técnicas de reinyección de agua para aumentar la recuperación de crudo, aunque esto también ha aumentado el volumen de agua producida.

La industria supervisa y reporta la cantidad de agua captada y producida, cumpliendo con regulaciones y permisos. Las aguas captadas requieren licencias de la Agencia Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), y los datos son gestionados por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MinAmbiente) para evaluar la presión y demanda del recurso hídrico.

En cuanto al agua de producción y los desechos generados, las corporaciones autónomas regionales son responsables de monitorear y controlar su vertido en cuerpos superficiales. Para permisos de reúso en otras industrias, también se gestionan a través de estas corporaciones. En el caso de la reinyección, se debe informar al Ministerio de Minas y Energía (MinMinas) para prevenir impactos en acuíferos y yacimientos.

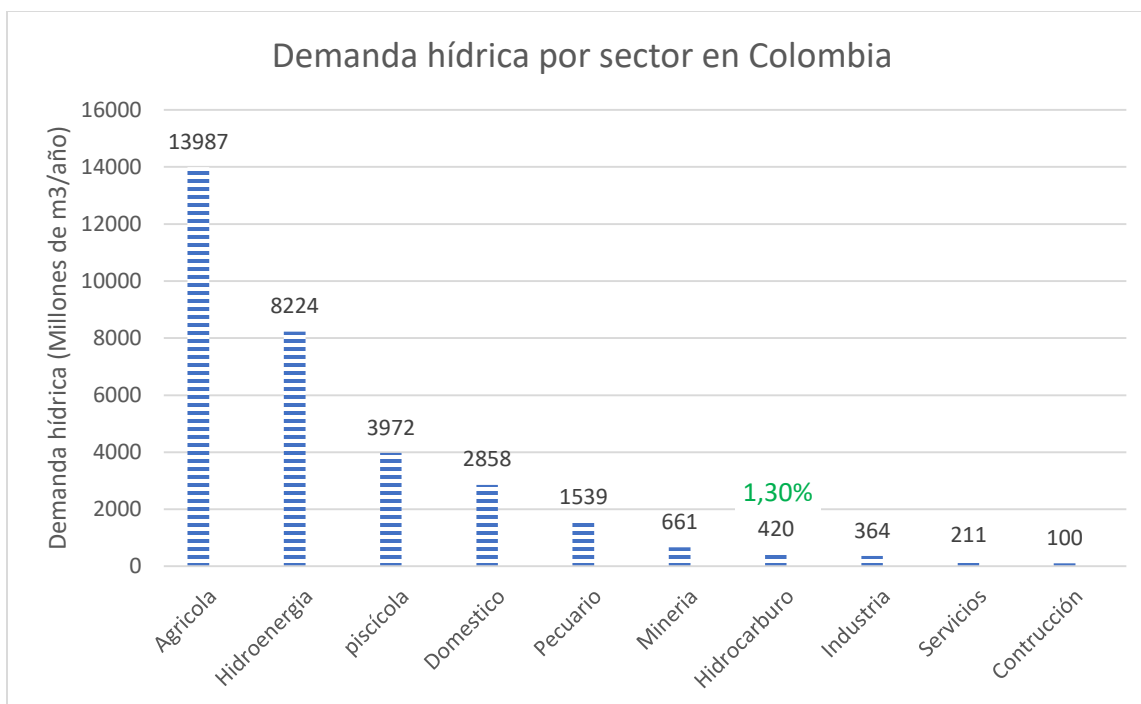
Captación del agua:

En el Estudio Nacional de Agua (ENA) de 2020, presentado por el IDEAM en 2022 hídrica del sector hidrocarburos a nivel nacional, específicamente en la zona del Valle Medio del Magdalena. El volumen de agua informado abarca las cuatro etapas del proceso: exploración, producción, transporte y refinación. Es crucial señalar que los datos de captación de agua del sector hidrocarburos, suministrados por la ACP en 2016 basándose en la información proporcionada por las empresas, podrían variar en comparación con los valores reales.

En comparación con otras industrias según la Figura 3, el sector hidrocarburos representa aproximadamente el 1,30% del consumo total de agua (Ideam, 2022) En el ENA, esta medición incluyó la totalidad del agua requerida según los reportes de las empresas. Sin embargo, se espera que el volumen real de agua captada sea menor, ya que parte del agua necesaria se recicla mediante la reutilización del agua de producción en los mismos campos. Esto se respalda con datos de la

ACP, que considera únicamente el agua captada, siendo de 69, 71 y 68 millones de metros cúbicos al año en 2013, 2014 y 2015, respectivamente, equivalente al 0,2% de la demanda (ACP, 2016).

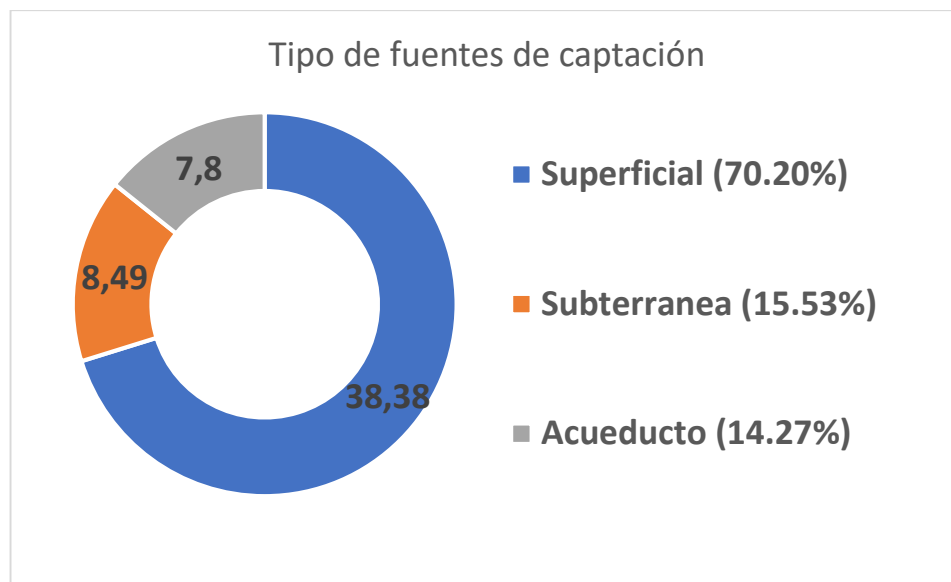
Figura 3. Demanda de Agua dividida por sectores más grandes de Colombia.



Fuente: IDEAM, 2022.

En el área hidrográfica Magdalena Cauca, el porcentaje de consumo de agua, tanto superficial como subterránea, por parte de la industria hidrocarburos es aún más bajo, representando el 0,47% de la demanda total, equivalente a 120,7 millones de metros cúbicos por año. En el Valle Medio del Magdalena, considerando las captaciones no solo del río Magdalena sino también de sus afluentes, la demanda corresponde a alrededor del 10% del total del sector, estimándose en cerca de 58 millones de metros cúbicos al año (IDEAM, 2018). Las diversas industrias captan agua de fuentes diferentes como se aprecia en la Figura 4, dependiendo de factores como el volumen necesario para la operación, la calidad del agua y su disponibilidad.

Figura 4. Volumen captado por tipo de fuente por Ecopetrol en 2019 (Millones de metros cúbicos al año).



Fuente: Ecopetrol, 2020

3.2.1 Producción de agua:

En el más reciente informe de desempeño ambiental de la ACP, se estableció un valor promedio de generación de agua producida en Colombia de 12,02 barriles de agua (equivalentes a 1,91 metros cúbicos) por cada barril de crudo producido (ACP, 2016) La relación entre el volumen de agua y el de crudo se denomina relación agua-petróleo (RAP). Considerando que en los últimos cuatro años el país ha mantenido un promedio de producción cercano a 870 mil barriles por día, se estima un volumen diario de agua producido en torno a los 10 millones de barriles. Este valor equivale a aproximadamente 1,6 millones de metros cúbicos diarios y alrededor de 610 millones de metros cúbicos producidos anualmente en Colombia.

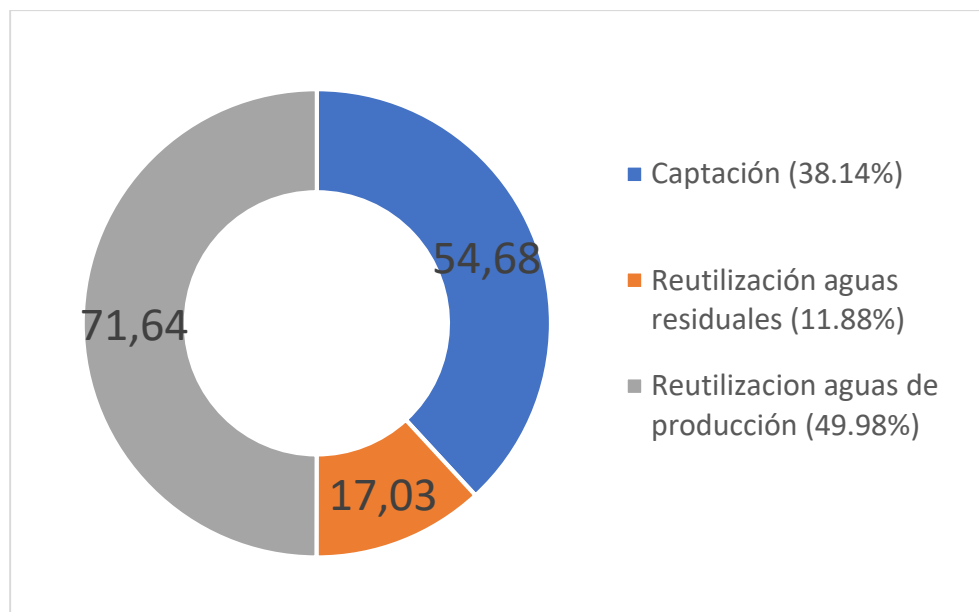
El volumen de agua generado en un campo también puede expresarse como el valor correspondiente al agua producida en relación con el total de fluidos producidos (agua y crudo),

conocido como corte de agua. Los datos mencionados anteriormente muestran una producción de hidrocarburos con un corte de agua del 92% en promedio en Colombia. Esta proporción se debe mayoritariamente a los procesos de recobro mejorado con inyección de agua aplicados en los agotados yacimientos explotados durante aproximadamente cien años en el Valle Medio del Magdalena (Castro et al., 2010).

Al ser responsable de la producción del 54% del petróleo en Colombia y el 66% en el Valle Medio del Magdalena (ACP, 2019), los datos de gestión del agua en Ecopetrol S.A. proporcionan un indicador valioso sobre los usos de agua producida en el país. Además, ofrece una visión de los volúmenes que la industria capta para sus operaciones y los volúmenes de agua producidos y vertidos. La industria petrolera presenta la particularidad de captar agua no solo durante la fase de producción, sino también de fuentes como cuerpos de agua superficiales y acuíferos para abastecer las necesidades en otras etapas del proceso, como transporte, refinación, petroquímica y perforación.

En la Figura 5, se ilustra el volumen de agua requerido por Ecopetrol para su operación en el país en 2019, junto con sus fuentes de abastecimiento (Ecopetrol S.A., 2020). Considerando que las aguas residuales son aquellas que ya fueron utilizadas en alguna fase del proceso productivo, se evidencia que Ecopetrol reutilizó el 31,14% del total de aguas captadas. Esto implica que se dejaron de captar 17,03 millones de metros cúbicos al año y, simultáneamente, se evitó verter esa misma cantidad de agua.

Figura 5. Agua necesaria para la operación de Ecopetrol en 2019 (Millones de metros cúbicos al año).



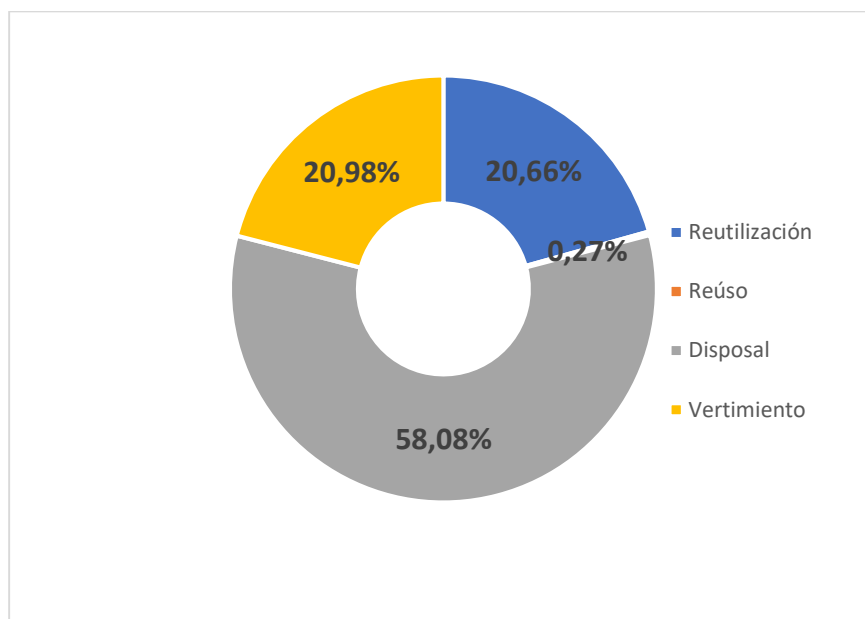
Fuente: Ecopetrol, 2020

En cuanto a los efluentes, se reporta una cantidad de 429,14 millones de metros cúbicos, de los cuales el 92,8% son aguas de producción y el 7,2% son aguas residuales industriales. Los destinos de estos efluentes se presentan en el Gráfico adjunto.

El valor correspondiente a 1,16 millones de metros cúbicos de reúso hace referencia a las aguas de producción tratadas del Campo Castilla (Llanos orientales), utilizadas para riego. Se especifica en el informe que para esta actividad fue necesario obtener un permiso de reúso de aguas en otras industrias, permitiéndoles reutilizar hasta 15.740 metros cúbicos al día.

En la Figura 6 se muestra los destinos de efluentes empleados en Ecopetrol para el año 2019 donde el destino disposal es el más significativo obteniendo un porcentaje por encima del 50% mientras que la reutilización solo obtiene un 20.66% donde está reflejada la problemática abordada.

Figura 6. Destinos de efluentes de Ecopetrol en 2019 (millones de metros cúbicos).



Fuente: datos de Ecopetrol, 2020

3.3 Equipo de control de sólidos: equipo importante para evitar los efectos de daño en el fluido de perforación.

El control de sólidos en el ámbito de la perforación petrolera constituye una práctica esencial para garantizar la eficiencia y la integridad de las operaciones. Se refiere al conjunto de procesos y tecnologías diseñados para gestionar y eliminar de manera eficaz los sólidos indeseables presentes en el sistema de lodo, una mezcla crucial utilizada en la perforación de pozos petroleros. Estos sólidos, provenientes tanto de la formación geológica como de los materiales de perforación, pueden afectar negativamente diversos aspectos del proceso.

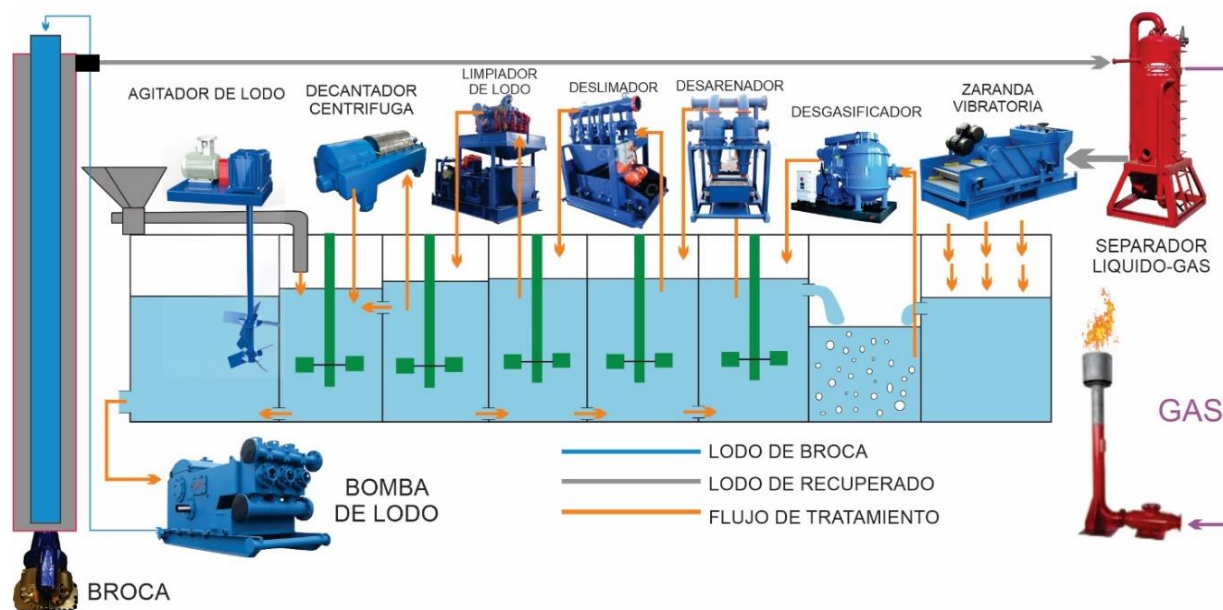
Uno de los principales inconvenientes asociados con la presencia de sólidos es su impacto en las propiedades reológicas del lodo, tales como la viscosidad plástica y el umbral de fluencia plástica. Además, la acumulación de sólidos puede generar revoques de filtración de baja calidad, comprometiendo la efectividad del lodo en la lubricación y enfriamiento de la broca. En lodos de

alta densidad, la competencia por espacio con la barita, un agente densificante, también se convierte en un factor relevante.

El control de sólidos busca, por ende, la eliminación temprana y eficiente de estos materiales no deseados desde el momento en que ingresan al sistema de lodo. Esta acción preventiva tiene como objetivo abordar las partículas mientras aún tienen tamaños considerables, minimizando así su impacto negativo en los equipos de perforación, como bombas y zarandas vibratorias.

En términos generales, el proceso de control de sólidos se define como la implementación de estrategias y el uso de equipos especializados diseñados para la remoción sistemática de sólidos generados durante la perforación. La inversión destinada a estas prácticas representa una fracción significativa de los costos totales de perforación, aproximadamente entre el 10% y el 15%. La importancia de este proceso radica en su capacidad para mantener la integridad del sistema de lodo y garantizar un entorno de perforación eficiente y seguro. En la Figura 7 se aprecia el sistema de circulación para el control de sólidos en la operación de perforación y sus diversas etapas.

Figura 7. Sistema circulatorio para control de sólidos en la perforación.



Fuente: Javier Antonio Montes (2019). El sistema de control de sólidos en un equipo de perforación onshore [Video]. Youtube. <https://www.youtube.com/watch?v=9eso3R5lhs8&t=14s>.

Bombas de lodo: Las bombas de lodo, esenciales en las operaciones de perforación petrolera, tienen como objetivo primordial el transporte eficiente del lodo de perforación desde el sistema de circulación hasta el pozo. Su diseño, crucial en este contexto, debe garantizar la circulación constante del lodo, proporcionando la presión necesaria para llevar a cabo la perforación de manera efectiva y eliminar los recortes de perforación del pozo.

La funcionalidad de las bombas de lodo se ve desafiada por las características abrasivas del lodo y la presencia de sólidos de tamaño considerable, factores que pueden provocar obstrucciones y desgaste prematuro en las bombas. Las bombas centrífugas, comúnmente utilizadas, presentan un impulsor con tolerancia ajustada a la voluta, lo que impide el paso de sólidos significativos. Sin embargo, la abrasividad y, en ocasiones, la corrosión del lodo puede

afectar la eficiencia y durabilidad de la bomba, resultando en mantenimiento frecuente y tiempos de inactividad costosos.

Existen dos categorías de lodos: aquellos con sólidos que eventualmente se asientan y aquellos donde los sólidos permanecen en suspensión. La elección de la bomba de lodo adecuada debe considerar la naturaleza del lodo, su velocidad de flujo y las capacidades de caballos de fuerza requeridas. En aplicaciones que involucran lodos con partículas gruesas, las bombas de lodo están diseñadas con características específicas de alto impacto y resistencia al desgaste para garantizar un rendimiento óptimo.

Separador de líquido y gas: Los separadores en el proceso de control de sólidos están especialmente diseñados para llevar a cabo la separación eficiente de componentes líquidos y gaseosos presentes en la corriente de producción. Su función principal es garantizar la segregación efectiva de líquidos, como petróleo y agua, del gas que están llegando a superficie.

Este dispositivo desempeña un papel crucial al dirigir las corrientes gaseosas y líquidas hacia equipos específicos, asegurando así que las bombas y otros dispositivos reciban el tipo de fluido adecuado para su funcionamiento. Al prevenir la entrada de gas en los equipos que requieren líquidos y viceversa, los separadores contribuyen a mantener la integridad y eficiencia de las instalaciones de perforación y producción, minimizando los riesgos de cavitación y otros problemas asociados.

Zaranda vibratoria: La zaranda vibratoria, también denominada criba vibratoria, constituye un componente esencial en el proceso de control de sólidos durante las operaciones de perforación. Su función primordial es separar las partículas sólidas no deseadas del lodo de perforación mediante el uso de vibraciones. Este dispositivo aprovecha la vibración para clasificar y filtrar el

lodo, permitiendo que las partículas más pequeñas atraviesen la malla, al tiempo que retiene las partículas de mayor tamaño.

En su operación, la malla de la zaranda se ve sometida a vibraciones generadas por el flujo del fluido de perforación. La fase líquida del lodo y los sólidos más pequeños atraviesan la malla y caen eventualmente desde la parte posterior del dispositivo, siendo desechados. La elección de mallas más finas para la zaranda implica una mayor limpieza de sólidos en todo el lodo, pero con una disminución correspondiente en la velocidad de flujo por unidad de área de la malla. Por lo tanto, en la práctica, los equipos de perforación modernos de alta eficiencia cuentan comúnmente con múltiples zarandas vibratorias (zarandas), proporcionando una mayor área de malla y ofreciendo flexibilidad para utilizar mallas cada vez más finas, optimizando así la eficiencia del proceso.

Desgasificador: Pieza esencial en las operaciones de perforación, es un equipo especializado destinado a eliminar gases indeseados, como metano y dióxido de carbono, del lodo de perforación. Su implementación, aunque no universalmente requerida, se vuelve esencial en ciertos casos, especialmente en lodos a base de agua, para prevenir problemas asociados con la presencia de gas, tales como la formación de espuma y la reducción de la eficiencia del lodo.

Existen dos tipos genéricos de desgasificadores: aquellos que operan mediante la expansión del tamaño de las burbujas de gas, generando un vacío en el lodo, y aquellos que incrementan la superficie disponible para el lodo, permitiendo que las burbujas de gas se escapen a través de placas deflectoras en cascada. En situaciones donde el contenido de gas en el lodo es significativo, se recurre a un separador de gas-lodo o un "desgasificador a golpes", que, debido a su mayor capacidad, dirige los gases liberados lejos del equipo de perforación hacia un área de quema con antorcha completa, proporcionando una fuente de ignición. Este enfoque garantiza un manejo

eficiente de los gases y minimiza los riesgos asociados con su presencia durante las operaciones de perforación.

Desarenador: El desarenador, esencial en el sistema de control de sólidos, se presenta como un dispositivo hidrociclónico diseñado para eliminar las partículas de arena y otros sólidos pesados presentes en el lodo de perforación. Situado aguas abajo de las zarandas vibratorias y desgasificadores, pero antes de los separadores de limo o los limpiadores de lodo, el desarenador emplea el principio de establecimiento de partículas. Se inicia bombeando un volumen de lodo en la sección superior amplia del hidrociclón, creando un ángulo tangente con su circunferencia.

El proceso continúa con el flujo circular descendente del lodo, donde las fuerzas centrífugas separan eficientemente los sólidos del líquido. Los sólidos, junto con pequeñas cantidades de líquido, se desplazan hacia abajo y salen por el extremo inferior del hidrociclón, siendo descartados. Por otro lado, el lodo líquido más limpio y de menor densidad asciende a través de un vórtice en el centro del hidrociclón, fluyendo hacia la tubería en el extremo superior del dispositivo. Este líquido purificado se dirige a los tanques de lodo y al dispositivo limpiador de lodo siguiente (deslimador). Este diseño funcional, basado en la interacción de fuerzas centrífugas y gravitacionales, asegura una separación eficaz de partículas, evitando así el desgaste excesivo de los equipos y mejorando la calidad general del lodo de perforación.

Deslimador: El deslimador, esencial en el sistema de control de sólidos, se configura como un dispositivo especializado en la eliminación de partículas finas de arcilla y otros materiales coloidales presentes en el lodo de perforación. A diferencia de un desarenador estándar, este hidrociclón se distingue por su diseño que incorpora un mayor número de conos más pequeños. Similar a su contraparte, el deslimador busca eliminar los sólidos indeseados del sistema de lodo, pero la disposición de conos más pequeños le confiere la capacidad de remover eficientemente

partículas de menor diámetro. Colocado aguas abajo del desarenador en el sistema de lodo de superficie, el deslimador desempeña un papel crucial al controlar la cantidad de arcilla presente en el lodo. Este control preciso de la arcilla contribuye a mejorar propiedades clave del lodo, como la viscosidad, favoreciendo así un entorno de perforación más eficiente y efectivo.

Centrífuga decantadora: La centrífuga decantadora emerge como un dispositivo de separación mecánica de vital importancia en la industria petrolera, específicamente en el control de sólidos. Esta avanzada tecnología aprovecha la fuerza centrífuga para lograr una eficiente separación de sólidos más finos, incluyendo coloides, presentes en el lodo de perforación.

Diseñada para superar las limitaciones de las zarandas vibratorias y desarenadores, la centrífuga decantadora demuestra su eficacia al realizar una separación más precisa y efectiva de partículas más pequeñas. En el contexto de la perforación de pozos petroleros, esta máquina desempeña un papel clave al acondicionar los fluidos de perforación. Su funcionamiento implica la división del fluido en corrientes de alta y baja densidad mediante la sedimentación acelerada.

El recipiente giratorio de la centrífuga, sometido a una rotación rápida, genera una fuerza centrífuga que desplaza las partículas más pesadas hacia la pared del recipiente. Estas partículas son transportadas hacia los puertos de descarga de flujo inferior (lodo pesado) mediante un sinfín concéntrico. A través de este proceso, se logra una eficiente separación, dividiendo el fluido procesado en dos corrientes distintas: la fase pesada, conocida como under-flow o torta; y la fase más ligera, denominada rebose, suspensión ligera, efluente o centrado. La centrífuga decantadora destaca por su versatilidad y resistencia, siendo fundamental para la optimización de las operaciones en yacimientos petroleros.

Agitador de lodo para agregar productos químicos: El agitador de lodo se presenta como un dispositivo esencial en el panorama de la perforación petrolera, cumpliendo la función fundamental de mezclar y agitar el lodo de perforación. Su papel trascendental radica en lograr una dispersión uniforme de productos químicos y aditivos en el lodo, garantizando así la consistencia y las propiedades deseadas del fluido de perforación.

En operaciones de perforación, el agitador de lodo se destaca por su capacidad para mantener la uniformidad del lodo bentonítico en el tanque de fluidos de perforación. La agitación consecutiva y confiable del lodo bentonítico, mediante flujos axiales y radiales, asegura que el sistema de lodo activo de control de sólidos fluya de manera homogénea, evitando la participación indeseada de limo, arena y otros materiales sólidos.

3.4 Normatividad del agua en operaciones de perforación en Colombia

3.4.1 Resolución 0631 de 2015 Colombia.

Es fundamental abordar las actividades relacionadas con la industria del petróleo y gas en Colombia, siguiendo las pautas establecidas por la Resolución 0631 de 2015. La mencionada resolución define claramente las actividades en las fases de exploración (Upstream), producción (Upstream), refino, venta y distribución (Downstream), así como transporte y almacenamiento (Midstream).

En la sección 6.1, se detalla la actividad de exploración, que abarca desde la construcción de pozos hasta la perforación inicial, erección, reparación y desmantelamiento de torres de perforación, así como la cementación de los tubos de encamisado de los pozos de petróleo y gas. Además, se considera la perforación de todos los tipos de pozos establecidos en la Resolución número 181495 de 2009 del Ministerio de Minas y Energía, o aquella que la modifique o sustituya.

La sección 6.2 aborda la actividad de producción, que incluye la extracción de petróleo crudo, condensado y bitumen por perforación de pozos en yacimientos sobre tierra, con procesos de decantación, desalinización, deshidratación, estabilización, eliminación de fracciones muy livianas, entre otros. Asimismo, se trata la extracción de gas natural, con procesos como la desulfuración del gas y la extracción de hidrocarburos líquidos mediante licuefacción o pirolisis. La sección también menciona actividades de apoyo para la extracción de petróleo y gas natural, como el bombeo de pozos, taponamiento y abandono de pozos, licuefacción y regasificación de gas natural, entre otros.

En la sección 6.3, se aborda la actividad de refino, que incluye la fabricación de productos derivados de la refinación del petróleo, tales como combustibles gaseosos y líquidos, procesamiento de disolventes derivados del petróleo, producción de productos petroquímicos e industriales, fabricación de derivados de la refinación y purificación de las bases lubricantes, entre otros.

Finalmente, en la sección 6.4, se trata la actividad de venta y distribución en la fase Downstream, que incluye el comercio al por mayor de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos, así como la explotación de gasolineras.

La sección 6.5 aborda la actividad de transporte y almacenamiento en la fase Midstream, que implica la operación y mantenimiento de gasoductos, oleoductos, poliductos, estaciones y terminales de bombeo, incluyendo unidades de bombeo, estaciones de medición, sistemas de control, tanques de almacenamiento y sistemas de transporte.

Estos elementos proporcionan un contexto clave para analizar la relación entre la ósmosis inversa y las actividades en la industria del petróleo y gas en Colombia, en cumplimiento con la normativa establecida.

3.4.2 *Modificaciones en el Reglamento Técnico de Agua y Saneamiento (RAS).*

- Artículo 6. Articulación de los proyectos de acueducto y alcantarillado y aseo con los POTs o EOTs, los planes ambientales, regionales y sectoriales.
- Numeral 5 del artículo 8. Evaluación de sistemas existentes.
- Artículo 10. Estudios básicos que deben contener los proyectos.
- Artículo 11. Definición del alcance de la intervención.
- Artículo 14. Comparación y selección de alternativas.
- Artículos 19, 24 y 28. Requisitos de idoneidad y experiencia de los profesionales para las fases de planeación, diseño y construcción.
- Artículos 22, 26, 30 y 35. Procedimiento general para: la elaboración de diseños detallados; la construcción; la operación; y la interventoría de los proyectos del sector.
- Adiciona el Artículo 22A. Gestión del riesgo en la formulación de proyectos del sector.
- Artículo 45. Criterios de selección material tuberías.
- Artículo 56. Sistemas de aducción y conducción.
- Artículo 58. Sectorización hidráulica redes.
- Artículo 60. Profundidades instalación tuberías.
- Artículo 62. Presiones red distribución.
- Artículo 63. Diámetro interno real mínimo red distribución.
- Artículo 64. Válvulas de corte o cierre – red distribución.
- Artículo 73. Mediciones de caudal.

- Modifica y adiciona el artículo 75. Sobre micromedición.
- Artículo 77. Consideraciones anclajes tuberías.
- Artículo 79. Diseño tanques almacenamiento.
- Artículo 89. Fugas y pérdidas redes distribución.
- Adiciona el Artículo 92A. Operación y mantenimiento redes distribución.
- Artículo 100. Ubicación plantas potabilizadoras.
- Artículo 101. Tecnologías y selección sistema tratamiento.
- Artículo 103. Cabeza hidráulica ingreso sistema potabilización.
- Artículo 105 a 107. Caracterización agua cruda.
- Artículo 109. Tipos y procesos unitarios potabilización
- Artículo 110. Aireación.
- Artículo 112. Floculación.
- Artículo 113. Sedimentación.
- Artículo 114 y 116. Filtración.
- Adiciona el artículo 116A. Procesos de desalinización.
- Artículo 121. Desinfección.
- Artículo 125. Tratamiento de lodos – potabilización.
- Artículo 133. Información sistemas potabilización.
- Artículo 134. Caudal de aguas residuales.
- Artículo 138. Localización redes alcantarillado.
- Artículo 145. Diseño alcantarillados simplificados.
- Artículo 153. Sistemas urbanos de drenaje sostenible.
- Artículo 154. Estructuras de conexión.

- Artículo 166. Caudal Sistemas de tratamiento de aguas residuales (STAR).
- Artículo 167. Cuerpo receptor y modelación calidad agua.
- Artículo 170. Estudios de toxicidad.
- Artículo 172. Trampas de grasa
- Artículo 173. Tanques sépticos.
- Artículo 181 y 182. Sistemas centralizados.
- Artículo 184. Eficiencias procesos tratamiento.
- Artículo 190. Tanques Imhoff
- Artículo 191. Reactores UASB.
- Artículo 206. Emisarios subfluviales.
- Adiciona el Artículo 206A. Gestión de subproductos en los STAR.
- Artículo 208 y 210. Biogás PTAR.
- Artículo 212. Aprovechamiento de subproductos.
- Artículo 213. TAR y adaptación al cambio climático.
- Artículos 220 y 221. Aspectos diseño recolección, transporte y aprovechamiento
- Artículos 228 a 231. Estructuras metálicas y en concreto; consideraciones sísmicas diseño.
- Artículos 237 y 238. Eficiencia operacional y energética.
- Artículo 240. Documentos.
- Artículo 248. Nuevas tecnologías del sector.
- Artículo 256. Definiciones.
- Artículo 257. Régimen de aplicación de la resolución.
- Adiciona el Artículo 259. Condiciones redes acueducto.

3.4.3 Normativa para uso, reúso y reutilización

- Artículo 1: Programa para el uso eficiente y ahorro del agua

Se establece la obligatoriedad de incorporar un programa para el uso eficiente y ahorro del agua en todos los planes ambientales regionales y municipales. Dicho programa debe ser elaborado y adoptado por las entidades encargadas de los servicios de acueducto, alcantarillado, riego, drenaje, producción hidroeléctrica y otros usuarios del recurso hídrico. Las autoridades ambientales aprobarán la implantación de estos programas en coordinación con otras entidades.

- Artículo 2: Contenido del programa de uso eficiente y ahorro del agua

El programa quinquenal debe basarse en un diagnóstico de la oferta y demanda hídrica, incluyendo metas anuales de reducción de pérdidas, campañas educativas, utilización de diversas fuentes de agua, incentivos, y otros aspectos definidos por las autoridades ambientales y las entidades prestadoras de servicios.

- Artículo 3: Elaboración y presentación del programa

Las entidades responsables deben presentar el Programa de Uso Eficiente y Ahorro de Agua para aprobación de las autoridades ambientales. Se establece un plazo para la presentación y actualización anual de la información, así como la incorporación de las inversiones en los costos de administración de los servicios públicos.

- Artículo 4: Reducción de pérdidas

Se faculta a la Comisión de Regulación de Agua Potable y Saneamiento Básico para fijar metas anuales de reducción de pérdidas en sistemas de acueducto. El cumplimiento de estas metas es considerado para la obtención de aval en relación con créditos y estímulos económicos.

- Artículo 5: Reúso obligatorio del agua

Se establece la obligatoriedad de reutilizar las aguas utilizadas en actividades generadoras de afluentes líquidos, según análisis socioeconómico y normas de calidad ambiental. La reglamentación detallada de los casos y proyectos que requieren reutilización se delega en los Ministerios del Medio Ambiente y Desarrollo Económico.

- Artículos 6 al 8: De los medidores de consumo, consumos básicos y máximos, e incentivos tarifarios

Se establecen plazos y directrices para la instalación de medidores de consumo, la definición de consumos básicos y máximos, y la creación de estructuras tarifarias que incentiven el uso eficiente y ahorro del agua.

Artículo 9: De los nuevos proyectos

Se exige que los estudios de fuentes de abastecimiento incluyan la oferta de aguas lluvias y su uso, si es técnicamente viable.

- Artículo 10: De los estudios hidrogeológicos

Se requiere la realización de estudios hidrogeológicos para definir la viabilidad de concesiones de aguas subterráneas, con el apoyo del IDEAM e Ingeominas.

- Artículos 11 al 13: Actualización de información, campañas educativas y programas docentes

Se establecen procedimientos y plazos para la actualización de información por parte de las entidades usuarias, la realización de campañas educativas y la incorporación de programas docentes sobre uso racional y eficiente del agua.

- Artículos 14 al 15: Valor económico del agua y tecnología de bajo consumo

Se reconoce un valor económico al agua dulce y se reglamenta la instalación de tecnologías de bajo consumo.

- Artículo 16: Protección de zonas de manejo especial

Se enfatiza la importancia de adquirir prioritariamente las zonas de páramo, bosques de niebla y áreas de influencia de nacimientos de acuíferos para su protección y conservación.

- Artículo 17: Sanciones

Se establecen sanciones para las entidades encargadas de prestar servicios de acueducto y para usuarios que desperdicien agua, con posibles sanciones disciplinarias para los responsables.

- Artículo 18: Vigencia y derogatoria

La ley entra en vigor a partir de su expedición y deroga normas contrarias.

3.4.4 Normas API en Fluidos de perforación:

Las normas API (American Petroleum Institute) para fluidos de perforación son un conjunto de estándares desarrollados por la industria del petróleo y gas para garantizar la calidad, seguridad y eficacia de los fluidos utilizados en operaciones de perforación. Estos estándares abarcan una amplia variedad de aspectos, desde la composición química hasta las propiedades reológicas y el rendimiento en el campo. A continuación, se proporciona un resumen detallado sobre algunas de las principales normas API aplicables a los fluidos de perforación.

Las normas API son esenciales para la industria del petróleo y gas, ya que proporcionan criterios técnicos uniformes para la fabricación, prueba y utilización de diversos productos y

servicios en el sector. En el caso de los fluidos de perforación, estas normas aseguran que los fluidos cumplan con los requisitos necesarios para garantizar una perforación segura y eficiente.

1. **Norma API RP 13B-1:** La norma API RP 13B-1 establece las pautas para la determinación de las propiedades físicas y químicas de los fluidos de perforación, incluyendo la densidad, la viscosidad y la composición mineralógica. Estas especificaciones son cruciales para evaluar la idoneidad de los fluidos en diversas condiciones de perforación.
2. **Norma API RP 13C:** La norma API RP 13C se centra en las pantallas y tamices utilizados en los equipos de control de sólidos en los sistemas de fluidos de perforación. Define los métodos de prueba para evaluar la eficiencia y la capacidad de estas pantallas, lo que garantiza una gestión eficaz de los sólidos en el fluido de perforación.
3. **Norma API RP 13I:** En el contexto de la inhibición de arcillas, la norma API RP 13I proporciona directrices sobre la evaluación de la capacidad de los fluidos de perforación para inhibir la expansión y migración de arcillas. Esto es fundamental para evitar problemas geomecánicos durante la perforación.
4. **Norma API RP 13J:** La norma API RP 13J aborda la evaluación y el control de la corrosividad de los fluidos de perforación. Establece pautas para la medición de la corrosividad en diversas condiciones operativas, lo que contribuye a la integridad del equipo y a la seguridad general de la operación.
5. **Norma API RP 13K-1 y RP 13K-2:** Estas normas se centran en los aditivos utilizados en los fluidos de perforación, especificando los requisitos para su uso y prueba. La RP 13K-1 se ocupa de los inhibidores de hidratos y la RP 13K-2 aborda los inhibidores de corrosión, ambos componentes críticos para enfrentar desafíos específicos en la perforación.

6. **Norma API RP 13M-1 y RP 13M-2:** Estas normas se enfocan en los fluidos base aceite y base agua, respectivamente. La RP 13M-1 aborda la evaluación de fluidos base aceite, mientras que la RP 13M-2 se centra en los fluidos base agua. Establecen pautas para las propiedades y el rendimiento de estos fluidos.
7. **Norma API RP 13N:** La norma API RP 13N se centra en las pruebas y la clasificación de las pantallas utilizadas en los equipos de control de sólidos. Define procedimientos de prueba para evaluar la capacidad de separación y la durabilidad de las pantallas, lo que es esencial para el rendimiento óptimo del sistema.
8. **Norma API RP 13B-2:** Esta norma complementa la API RP 13B-1 y se enfoca específicamente en la evaluación y clasificación de los fluidos de perforación en términos de su capacidad de control de sólidos. Define los parámetros y métodos de prueba para medir la eficacia de los sistemas de control de sólidos en la remoción de partículas indeseadas.
9. **Norma API RP 13L:** La API RP 13L aborda la evaluación y especificación de las propiedades de los fluidos de perforación utilizados en condiciones de alta presión y alta temperatura (HPHT). Dada la complejidad y los desafíos únicos asociados con las operaciones HPHT, esta norma asegura que los fluidos cumplan con los requisitos específicos para estas condiciones extremas.
10. **Norma API RP 13B-3:** Centrándose en las pruebas y clasificación de los aditivos utilizados en los fluidos de perforación, la API RP 13B-3 establece los procedimientos para evaluar la eficacia de los inhibidores de hidratos y los estabilizadores de emulsiones, asegurando un rendimiento óptimo en condiciones operativas específicas.

11. **Norma API RP 13L-2:** Esta norma amplía la API RP 13L y se ocupa específicamente de los fluidos de perforación utilizados en operaciones HPHT. Proporciona pautas detalladas para la selección y evaluación de fluidos en entornos de alta presión y temperatura, contribuyendo a la integridad de los pozos y al éxito de las operaciones.
12. **Norma API RP 13M-3:** Complementando las normas anteriores sobre fluidos base aceite y base agua, la API RP 13M-3 se enfoca en la evaluación y clasificación de los fluidos de perforación utilizados en entornos de perforación direccional. Dado que las operaciones de perforación direccional presentan desafíos únicos, esta norma garantiza la idoneidad de los fluidos para tales aplicaciones.
13. **Norma API RP 13B-4:** Se ocupa de los fluidos de perforación utilizados en operaciones offshore y proporciona directrices para evaluar la compatibilidad con el medio ambiente marino. Asegura que los fluidos cumplan con los estándares ambientales y de seguridad requeridos para las operaciones en aguas profundas.
14. **Norma API RP 13C-1:** Centrándose en las pantallas de alta capacidad de carga utilizadas en los equipos de control de sólidos, la API RP 13C-1 establece procedimientos de prueba específicos para evaluar la durabilidad y la capacidad de carga de estas pantallas en condiciones operativas variadas.
15. **Norma API RP 13D-2:** Esta norma se centra en los sistemas de control de sólidos, proporcionando pautas específicas para la selección, diseño, operación y mantenimiento de estos sistemas. Aborda aspectos como la eficiencia de remoción de sólidos, la capacidad de procesamiento y la integridad estructural de los equipos.
16. **Norma API RP 13I:** Enfocándose en la integración de sistemas de control de sólidos y la instrumentación asociada, la API RP 13I establece prácticas recomendadas para la

instalación y operación de equipos de monitoreo y control en sistemas de perforación. Busca mejorar la eficiencia y la seguridad de los procesos de manejo de sólidos.

17. **Norma API RP 13B-6:** Esta norma proporciona pautas específicas para la evaluación y clasificación de los fluidos de perforación utilizados en operaciones de perforación con nitrógeno. Dado que las operaciones con nitrógeno presentan desafíos únicos, esta norma asegura que los fluidos sean compatibles con este gas y mantengan su rendimiento.
18. **Norma API RP 13C-2:** Complementando la API RP 13C-1, esta norma se centra en las pantallas para equipos vibratorios utilizados en sistemas de control de sólidos. Define métodos de prueba específicos para evaluar la capacidad de separación y la durabilidad de estas pantallas en condiciones operativas variadas.
19. **Norma API RP 13B-7:** Enfocada en los fluidos de perforación utilizados en operaciones con barita, la API RP 13B-7 establece procedimientos de prueba y clasificación específicos para garantizar la eficacia y la estabilidad de estos fluidos en presencia de este mineral.
20. **Norma API RP 13B-9:** Abordando los fluidos de perforación que contienen emulsiones asfálticas, esta norma proporciona pautas para la evaluación y clasificación de dichos fluidos. Asegura que estos fluidos cumplan con los requisitos de estabilidad y rendimiento necesarios en operaciones específicas.
21. **Norma API RP 13B-10:** Centrándose en la evaluación de los fluidos de perforación para operaciones con carbón, esta norma establece métodos de prueba específicos para garantizar que los fluidos sean compatibles con las condiciones asociadas con la perforación de formaciones de carbón.

4 Metodología

4.1 Aplicaciones a nivel mundial y nacional de la Osmosis Inversa en operaciones de perforación de pozos petroleros

En la investigación que se llevó a cabo para este proyecto, se observó un gran déficit en la disponibilidad de información específica y detallada en la literatura científica. Se realizó una revisión exhaustiva en bases de datos como OnePetro, ScienceDirect y google scholar en donde se pudo observar la escasa atención dedicada hacia el enfoque de tratamiento de aguas de perforación. A pesar de la importancia del tratamiento de aguas de perforación, la mayoría de los estudios existentes se centran en aplicaciones enfocadas hacia las aguas de producción provenientes de la producción de petróleo y gas, dejando sin abordar las particularidades y desafíos únicos asociados con las aguas de perforación.

Esta falta de enfoque específico resalta en un problema, ya que demuestra la necesidad urgente de investigaciones centradas en la aplicación de tratamientos en aguas residuales de perforación para abordar las complejidades inherentes a dicho tema. La información limitada disponible subraya la relevancia en explorar y comprender a fondo las alternativas y procesos de tratamiento de agua con el fin de poder adaptarlas y optimizarlas para enfrentar los desafíos que se presentan en la industria del Oil&Gas, además de la potencial implementación de nuevos procesos, que además son amigables con el medio ambiente.

4.1.1 Limitaciones y escasas de estudio

Las limitaciones de disponibilidad de información específica en tecnologías y tratamientos para aguas de perforación se atribuyen a diversos factores; entre ellos se incluye la naturaleza

compleja y variable de las aguas de perforación, la falta de interés por parte de la comunidad científica por documentar este tipo de alternativas para tratamiento de aguas de perforación, la preferencia por otros métodos de tratamiento más convencional y la confidencialidad de los estudios científicos. Esto genera que exista la necesidad de que la academia documente la aplicación de este método que si bien no está en la literatura si se usa en la operación real.

En el artículo (Yang et al., 2023) reporta diferentes tecnologías que se utilizan para tratar las aguas residuales de perforación. Según los investigadores, el método o la tecnología a emplear se define de acuerdo con la composición y características del agua, las condiciones ambientales y la normatividad legal.

Dentro de los métodos empleados para tratar las aguas residuales de perforación se listan:

- **Re inyección del agua residual en la formación:** este método consiste en la reinyección de los fluidos residuales en una formación a través de un pozo. Se seleccionan formaciones seguras con baja permeabilidad, bajo gradiente de presión y sin presencia de aguas subterráneas cercanas. Una vez dispuestos, se sellan con una lechada de cemento para prevenir fugas. Aunque efectivo, este método implica requisitos estrictos y costos significativos de equipamiento y procesamiento. Además, su aplicación se ve limitada por las características mencionadas y el riesgo potencial de contaminación del subsuelo, ya sea en yacimientos de agua o de hidrocarburos.
- **Tecnología de lodo a cemento (MTC):** la tecnología MTC convierte el agua residual de perforación en fluido cementante mediante la adición de escorias de alto horno y otros aditivos. Las escorias, subproductos de la fundición de menas utilizadas para purificar metales, son una mezcla de óxidos metálicos que pueden contener sulfuros y átomos de metal. Esta técnica ofrece la ventaja de que el cemento resultante es compatible con el

fluido de perforación y no genera grandes cantidades de Ca(OH)_2 durante el proceso de solidificación, lo que mejora la calidad de la unión entre la roca y el cemento, así como la torta de lodo de perforación. Esta tecnología fue desarrollada por el Instituto de Investigación de Exploración y Desarrollo de la CNPC y la Universidad del Petróleo de China, y ha sido aplicada con éxito en yacimientos de hidrocarburos como Jidong y Shengli, en China.

- **Tratamiento Solidificación/estabilización:** esta tecnología implica la adición de aditivos de solidificación, como cemento, residuos de escorias de altos hornos y cal hidratada, al agua residual de perforación. A través de procesos de gelificación, cementación y curado, los componentes sólidos reaccionan con los aglutinantes (hace que fluidos o materiales se peguen o mezclen) para formar productos de hidratación en forma de gel, típicamente del hidrato de silicato de calcio (CSH). Con el tiempo, el residuo del fluido adquiere la consistencia de un "soil-like-solid" que contiene partículas como materia orgánica, limo, arena y arcilla. El material resultante, puede ser enterrado o utilizado como material de pavimento en la construcción de edificios.

Esta técnica ha demostrado ser especialmente exitosa en el tratamiento de aguas residuales de perforación con alto contenido orgánico, pH desequilibrado y metales pesados. Al convertir el fluido en un producto inactivo y estable, reduciendo la liberación de contaminantes al suelo y mitigando su impacto en el ambiental.

- **Tecnología de separación sólido-líquido:** separa las fases sólidas y líquida de las aguas residuales de perforación mediante métodos físicos y químicos. La fase líquida se recicla o

se reutiliza y la fase sólida se elimina. Esta tecnología implica la adición de rompedores y floculantes adecuados al fluido a tratar con el fin de tratar propiedades físicas y químicas del sistema del fluido. La adición de estos químicos hace que se destruya el sistema coloidal estable del fluido, el cambio de las propiedades superficiales de las partículas de arcilla induce a las partículas a desestabilizarse, atraerse entre ellas y formar flocs o aglomerarse y posteriormente separar la fase sólido-líquido por medio de la gravedad. La eficiencia de separación va a depender totalmente de la elección del floculante.

- **Tecnología de adsorción:** los materiales de adsorción tienen propiedades y morfologías físico-químicas únicas y pueden utilizarse para eliminar contaminantes orgánicos e inorgánicos. La adsorción del contaminante al material de adsorción a partir de los residuos del fluido de perforación es impulsada por mecanismos asociados a las fuerzas intermoleculares o por la formación de enlaces químicos de adsorción. A la fecha, se han estudiado dos tecnologías de adsorción i) usando nano materiales y ii) con electroquímica.

Las superficies de los nanomateriales contienen grupos funcionales como los grupos amino, carboxilo e hidroxilo, que pueden formar quelatos con iones de metales pesados o formar enlaces iónicos y covalentes para lograr la adsorción. Estos materiales tienen un mejor proceso de adsorción gracias a su gran superficie específica y baja resistencia a la difusión interna.

La segunda opción, la adsorción electroquímica hace que los residuos del agua residual de perforación se energicen, haciendo que los aditivos orgánicos que tienen grupos funcionales aniónicos se adhieran y promuevan el tránsito de las diminutas partículas en fase sólida hacia el electrodo positivo de la placa y estas continúen capturando y adhiriendo las partículas suspendidas durante su proceso de movimiento.

- **Tecnología electroquímica: Hay de tres tipos:** electrocoagulación (EC), electro oxidación (EO) y micro electrólisis (ME). Para el tratamiento de los residuos de fluidos de perforación, las tecnologías electroquímicas más utilizadas son EC y EO.

EC utiliza la diferencia de potencial de los electrodos para disolver aluminio o hierro en los ánodos y generar in situ floculantes de poli-aluminio o poli-hierro de alta actividad que aglomeran y sedimentan las partículas contaminantes o que también pueden ser separadas por flotación con aire.

Para optimizar la eficiencia en rendimiento de EC, se usan coagulantes auxiliares de alumbre, cloruro de poli-aluminio (PAC) y $Fe_2(SO_4)_3$, que promueven el aumento del pH y la densidad de corriente. Dentro de las ventajas de esta tecnología, están su potencial para promover la floculación, degradación y oxidación de los contaminantes del fluido residual de la perforación.

- **Tecnología con oxidación química:** Usando agentes oxidantes como $NaClO$, H_2O_2 , O_3 , Fenton y fotocátalisis que capaces de oxidar y remover contaminantes orgánicos. Esta técnica implica la producción de radicales libres altamente activos (OH^\cdot y $SO_4^{\cdot-}$) por diferentes medios como: alta temperatura, alta presión, electricidad, sonido, irradiación de luz y catalizadores; por medio de reacciones de adición, sustitución y transferencia de electrones entre radicales libres y contaminantes, induciendo una serie de reacciones en cadenas, resultando en la mineralización de los contaminantes.

Actualmente, para el tratamiento de aguas de perforación, los oxidantes más usados son el $NaClO$, O_3 y Fenton. Sin embargo, los altos costos de mantenimientos de los equipos del tratamiento con ozono (O_3) ha disminuido su aplicación, además de los requerimientos

energéticos que demandan estas tecnologías. generado que la aplicación sea menor, también el alto consumo de energía en general de todos los tratamientos.

Según distintos estudios, existen pretratamiento para los residuos de perforación, por ejemplo, coagulación seguido de descargas de pulsos de alto voltaje combinada con las tecnologías de oxidación avanzadas (ej. O_3 y Fenton). Sin embargo, esta técnica posee limitaciones por exigentes condiciones de la tecnología fotocatalítica, el alto consumo de energía usando el O_3 y el alto costo del nuevo oxidante, en general esta tecnología es limitada y no se ha logrado una aplicación a gran escala.

- **Tratamiento microbiano:** esta tecnología utiliza microorganismos para tratar y remediar las aguas residuales de perforación. Por medio de bacterias artificiales o la domesticación y cultivo de bacterias nativas, los TPH y los compuestos orgánicos de los residuos de fluidos de perforación se convierten en moléculas pequeñas y como producto se obtiene CO_2 Y H_2O degradado, gracias a la característica de biodegradación de los microorganismos utilizados. Los tratamientos biológicos, se dividen en dos categorías según la presencia o ausencia de oxígeno, degradación aeróbica y la anaeróbica, respectivamente.

La aeróbica convierte los alcanos, alquenos y aromáticos en CO_2 , H_2O y NH_3 a través de microorganismos aeróbicos y facultativos que usan oxígeno molecular como aceptor de hidrógenos. En contraste, en la degradación anaeróbica los microorganismos utilizan nitratos y sulfatos (compuestos inorgánicos) como aceptores de electrones y materia orgánica como donadores de electrones para degradar los THPs y materia orgánica. Dentro de las ventajas de este método, tratamiento microbiano, está el tratamiento completo de los contaminantes, la ausencia de contaminación secundaria (menos residuos)

y bajos costos. Sin embargo, existen algunas dificultades asociadas a los requerimientos de grandes áreas para tratamiento y largos tiempos de tratamiento, que pueden ver afectados por factores como la temperatura, oxígeno, Ph, nutrientes, humedad y la luz.

Haciendo la revisión de las diferentes tecnologías usadas para el tratamiento de aguas residuales de perforación se evidencia que no el agua es recuperable como producto final, sino también se pueden dar diferentes usos. Por ejemplo, la tecnología MTC convierte el residuo en cemento para el mismo pozo que se está construyendo, la cual corresponde a una técnica de solidificación que, con unos aditivos químicos y temperatura, resulta en la generación de un producto que ayuda en la construcción de edificios.

En el estudio de (Coday, et al., 2014) resaltaron distintos tratamientos para el agua residual de perforación, algunos de ellos con datos de pruebas piloto y otros simplemente como propuestas ya sea de pretratamiento o tratamiento. Mencionaron la necesidad actual que existe con respecto a la preservación del recurso hídrico, debido a que en algunas zonas donde opera la industria oil&gas escasea este producto. El estudio señala, que las técnicas propuestas deben apuntar a que el agua dulce usada durante las perforaciones debe ser complementada o reemplazada por el agua tratada o reciclada, con el propósito de maximizar el uso del recurso hídrico y minimizar los volúmenes de desechos de exploración. Tratar el agua se traduce en disminuir la demanda de su uso al aprovecharla y recircularla.

El estudio de (Coday, et al., 2014) hace énfasis en que para el uso de algunas tecnologías como el uso de membranas deben realizarse pretratamientos con el objeto de que tenga una mayor vida útil del sistema/membrana y se disminuya el costo capital, de operación y mantenimiento.

En otro estudio, (Yang et al., 2023), resalta que algunos de los tratamientos que se muestran a continuación, los cuales son propuestos independientemente, es decir sin pretratamientos, son efectivos y podrían servir como tratamiento de pulimiento antes de usar opciones avanzadas como el uso de membranas RO o NF:

- **Coagulación/Floculación/Sedimentación** ayuda a eliminar partículas suspendidas y coloidales para disminuir la contaminación prematura de la membrana.
- **Control de pH** ayuda en la precipitación de metales disueltos y protege la química de la capa activa de la membrana.
- **Ablandamiento** mejora en la precipitación o el intercambio de compuestos que forman incrustaciones con el fin de evitarlas en la membrana.
- **Filtración (granular, Microfiltración (MF) o Ultrafiltración (UF)** elimina partículas suspendidas y precipitadas para disminuir la contaminación temprana de la membrana y la obstrucción del canal de flujo.
- **Flotación con aire disuelto** elimina aceites, grasas y compuestos orgánicos insolubles para evitar ensuciamiento de la membrana.
- **Oxidación Avanzada** destruye los aceites y grasas, oxida especies metálicas inorgánicas reducidas para su posterior eliminación.

Las tecnologías que propone (Coday, et al., 2014) como tratamiento para aguas residuales de perforación son las siguientes:

- **Destilación**

Su funcionamiento se basa en una corriente de agua que se calienta y en algunos casos se coloca bajo vacío con el fin de aumentar la presión de vapor y dar como resultado vapor de agua que puede ser condensado y llegar a recuperarse como agua con una alta calidad.

Este método disminuye la necesidad del tratamiento físico y químico lo que ayuda a disminuir costo capital, asimismo puede tratar corrientes de agua altamente salinas debido a que esto no está afectado por la presión osmótica. Sin embargo, tiene sus limitantes dado que se puede presentar corrosión e incrustaciones que dan origen a altos costos de operación y mantenimiento, además se puede tener compuestos orgánicos volátiles que pueden llegar a no eliminarse de una manera correcta puesto que se volatizan y condensan en la corriente del destilado.

- **Separación por membranas**

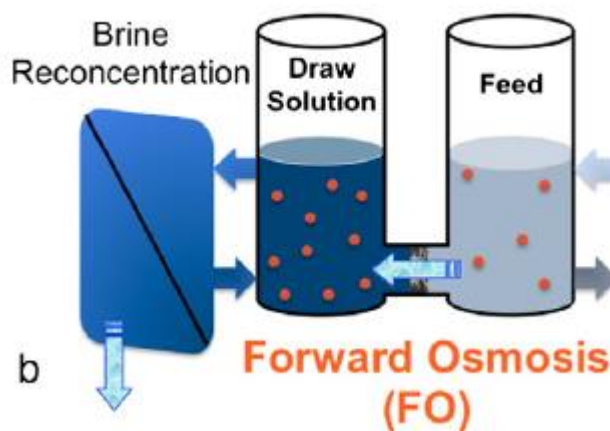
Son procesos que se dan impulsados por presión que están basados en fenómenos de transferencia de masa por medio de difusión o convección con el objetivo de separar los componentes disueltos y suspendidos en soluciones acuosas. Existen cuatro tipos de tecnología, según permeabilidad de mayor a menor y tamaño de moléculas rechazadas, los tipos de membrana son: Microfiltración (MF), Ultrafiltración(UF), Nano-filtración y Osmosis Inversa (RO). Cada una de ellas tiene sus beneficios. Por ejemplo, la MF filtra las partículas suspendidas que están en el agua residual. La osmosis inversa rechaza iones monovalentes como Na^+ , Cl^- y compuestos orgánicos con bajo peso molecular. La nano filtración y la osmosis inversa rechazan una gran cantidad de contaminantes y sólidos totales disueltos (TDS). A pesar de estos beneficios la RO y la NF son membranas susceptibles a las incrustaciones orgánicas e inorgánicas, a la contaminación por partículas biológicas y orgánicas, pH extremos, aceites y grasas y a las biopelículas microbianas) lo

que generan que haya una baja permeabilidad al agua, una mayor pérdida de presión osmótica y altos consumos de productos químicos para su limpieza.

- **Osmosis diseñada: osmosis directa (FO)**

Las características principales de esta técnica es que es un tratamiento robusto y modular, rechaza contaminantes y puede servir como pretratamiento para tratamiento con membranas impulsadas por presión o también como un tratamiento independiente. Consiste en una membrana polimérica sintética que separa las corrientes de alimentación y una solución de extracción concentrada, la diferencia de la presión osmótica en la membrana beneficia la difusión de agua a través de la membrana desde el agua de alimentación con baja presión osmótica hasta la solución de extracción con alta presión osmótica (Fig. 8).

Figura 8. Esquema de tratamiento Membrana de Osmosis Directa (FO).



Tomado de: (Coday, et al., 2014)

Los beneficios que esta técnica proporciona es que tiene un alto potencial de rechazo de casi todos los solutos y sólidos suspendidos con bajas presiones hidráulicas a temperatura ambiente, esto se traduce como disminución de costos en el bombeo, diseño

y construcción del sistema y al consumo de energía. Son sistemas altamente modulares que funcionan para lugares con acceso limitado a energía y suministros eléctricos. La membrana se contamina menos en diferencia con las membranas de NF y RO, dado que este sistema, su mantenimiento es más sencillo debido a que se realiza mediante un retro lavado osmótico que consiste en reemplazar la solución de extracción con agua dulce lo que genera una presión osmótica en la dirección opuesta a través de la FO y el hace que el agua permee desde el canal de extracción hacia el de alimentación. La osmosis directa también es altamente eficaz con corrientes con elevadas salinidades y no necesita de una presión hidráulica para superar las altas presiones osmóticas.

- **“The Green Machine” o máquina verde**

The Green machine es un tratamiento con osmosis directa (FO) móvil y escalable que se opera directamente en el pozo, esto proporciona que el agua local sea reutilizable sin ningún tipo de inconveniente en cuanto a equipos o tratamientos. Este fue creado por Hutching y el HTI junto con Emerald Surf Sciences (Shreveport, LA). El éxito operativo de esta tecnología fue medido por la capacidad del sistema para minimizar la demanda de agua dulce, evitar la generación de desechos secundarios, reducir los volúmenes de agua residual y disminuir la huella de carbono. Esta tecnología opera en modo de dilución osmótica, es decir la solución de extracción recircula dentro de la envoltura de la membrana mientras que las aguas de perforación fluyen por gravedad en el lado activo de la membrana.

Existen dos generaciones de esta técnica primera y segunda, en la tabla 1 muestra la descripción de las membranas usadas en los experimentos pilotos probados en campos en Unidos. Durante el piloto inicial, se notaron oportunidades de mejora que fueron

desarrolladas al optimizar su funcionamiento para probar en el segundo piloto. En el segundo piloto incluyeron un proceso con osmosis inversa como tratamiento final con el fin de obtener agua con una alta calidad. En la Tabla 1 se encuentran las características de generación de la maquina verde.

Tabla 1. Características de las generaciones de la máquina verde.

| | Primera Generación | Segunda Generación |
|------------------------------|--|---|
| Elementos de membrana | 20-280 elementos de membrana de FO enrollados en espiral | 24 elementos de FO enrollados en espiral |
| Dimensiones | 8 in de diámetro x 40 in de largo (verticalmente) | 8 in de diámetro x 40 in de largo (horizontalmente) |
| Capacidad (bbls/d) | 5800 | Aproximadamente recupera el 85% de aguas residuales |
| Presión de operación | N/A | 40-60 PSI transmembrana hidráulica. |
| Tipo de membrana | Membrana de acetato de celulosa (CTA) | Membrana de acetato de celulosa (CTA) |
| Acoplado | N/A | Con un Sistema con RO para la reconcentración de la solución de extracción. |

Fuente autores

Teniendo en cuenta las descripciones dadas en la tabla 1 de cada una de las generaciones de la Green machine, en las Figuras 9 y 10 se muestra el funcionamiento de cada una de ellas.

Figura 9. (a) Sistema móvil de la maquina verde de primera generación; (b) Descripción del funcionamiento.

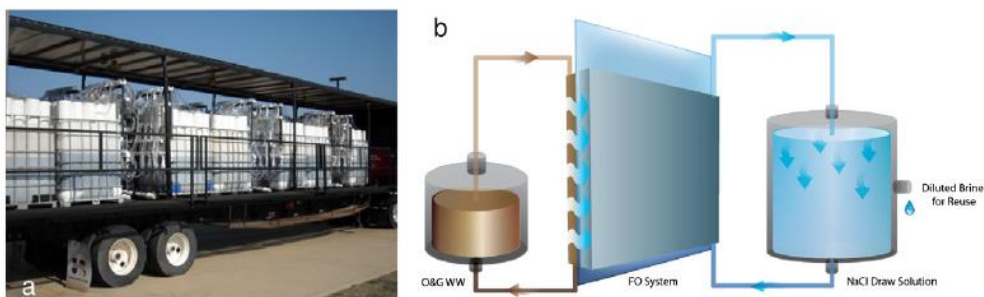


Figura 10. (a) Descripción del funcionamiento; (b) Sistema de la maquina verde de segunda generación.

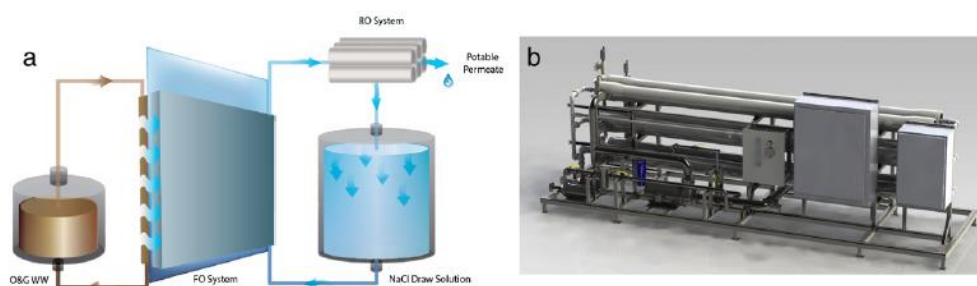


Fig. 4. HTI's second generation Green Machine. (a) The FO treatment system operates under constant influent draw solution concentration using an RO membrane reconcentration system. (b) 8-inch spiral wound FO elements are housed in membrane pressure vessels and are installed on a trailer tested at O&G drilling locations in the field.

Tomado de (Coday, et al., 2014)

Finalmente, en la Tabla 2 se observan las características y resultados obtenidos de los dos pilotos realizados con esta tecnología.

Tabla 2. Detalles de las pruebas piloto realizadas con "The Green Machine".

| | Piloto Primera Generación | Piloto Segunda Generación |
|------------------------|---|--|
| Solución de extracción | 26% p/p (320000 mg/L) se probó con dilución osmótica y se recuperó el 50% del volumen de alimentación del fluido residual de perforación. | 6% p/p (60000 mg/L) a 4,5% p/p (45000 mg/L) después de un paso único por la osmosis directa (FO). Después de pasar la etapa de FO va hacia el proceso con osmosis inversa donde se reconcentro la solución de extracción diluida que como producto final se obtuvo un permeado con una alta calidad. |

| | | |
|------------|---|--|
| Highlights | Se generaron altas velocidad en la corriente de alimentación y baja contaminación de la membrana. También hubo un rechazo alto de componentes orgánicos e inorgánicos. | Este piloto se realizó en el yacimiento de gas de esquistos de Hayneville donde se recuperó el 85% de las aguas residuales de perforación (3500 mg/L TDS). |
| Resultados | En general el sistema recupero 3000 bbl, esto significa una reducción en la huella de carbono de la operación puesto que este volumen tratado evita el uso de 25 galones de combustible diésel para el transporte del residuo para su disposición | La implementación de la membrana de osmosis inversa dio como resultado que se obtuviera un fluido con una muy buena calidad y que se pudiera reutilizar en la operación. Sin embargo, esta tecnología tiene mayores costos operativos y de bombeo frente a la Green Machine de primera generación. |

Fuente: autores

En otro artículo encontrado en la literatura, se basan en el tratamiento del agua residual de perforación por medio de la osmosis directa y el principio que maneja la “Green Machine” que mencionan (Coday, et al., 2014), sin embargo, el enfoque del estudio de (Hickenbottom, et al., 2013) es diferente y aplican conceptos más a fondo relacionados a lo que ocurre con cada componente o acción que se aplica al tratamiento.

(Hickenbottom, et al., 2013) menciona la necesidad de implementar tratamientos para reducir los impactos ambientales que los residuos de aguas de perforación generan, los grandes volúmenes utilizados en la operación pueden llegar hasta los cinco millones de galones, señalando la necesidad de ser autosuficientes con este recurso dado que este proviene de aguas locales, seguramente de uso potable, es decir entra el problema de competir por agua disponible, ya sea para satisfacer la necesidad de suplir la demanda para uso industrial (exploración petrolera) y la demanda para uso de la comunidad.

(Hickenbottom, et al., 2013) afirman que el tratamiento de aguas residuales puede verse afectado por el transporte de solutos en la membrana. Los solutos permean lentamente a través de la membrana desde la corriente de alimentación hacia la solución de extracción; los solutos de la solución de extracción se difunden simultáneamente por medio de la membrana hacia la corriente de alimentación, esto se debe a la alta diferencia entre concentraciones de la solución de extracción y la de alimentación. Cuando la osmosis directa se utiliza con el principio de dilución osmótica la difusión de los solutos de la solución de extracción en la corriente de alimentación puede que disminuya la fuerza impulsora y por lo tanto el flujo de agua disminuye.

En cuanto a la limpieza de la membrana se utiliza el mismo método mencionado por (Coday, et al., 2014) el cual es limpieza por medio del retrolavado, añadiendo que no es necesario el uso de productos químicos para que sea efectiva, disminuyendo costos asociados al mantenimiento de la membrana.

Adicionalmente, en los estudios realizados por (Hickenbottom, et al., 2013) se hicieron pruebas a escala de banco y tres experimentos reales, detalles sobre estos experimentos son mostrados en Tabla 3.

Para la prueba a escala de banco se utilizó como corriente de alimentación agua desionizada y la misma concentración de la solución de extracción de NaCl utilizada en las pruebas.

Tabla 3. Características de la membrana y condiciones iniciales de prueba.

| Características de la membrana | |
|--|--|
| Tipo de canales | Simétricos en ambos lados de la membrana |
| Profundidad de los canales | 2mm |
| Superficie efectiva | 1050 cm^2 |
| Dimensiones | 17,5 cm de ancho y 60 cm de largo |
| Capacidad de tanque de alimentación y extracción | 5L |
| Bomba peristáltica | |
| Velocidad de circulación | 1 L/min (0,075 m/s) |

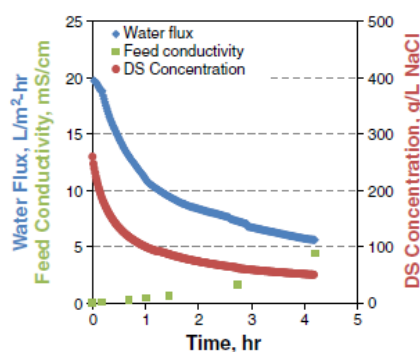
| Condiciones de las pruebas | | |
|---|--|--|
| Prueba 1 | Prueba 2 | Prueba 3 |
| Celda de la membrana ubicada de manera horizontal y la corriente de alimentación hacia arriba | Celda de la membrana ubicada verticalmente y la corriente de alimentación y extracción fluyendo verticalmente hacia arriba | Celda de la membrana ubicada de manera horizontal y la corriente de alimentación fluyendo hacia abajo. |
| Caudal inicial de alimentación = 14 L/min ² | Caudal inicial de alimentación = 12 L/min ² | Caudal inicial de alimentación = 12-14 L/min ² |
| Concentración de la solución de extracción inicial = 260 g/L de NaCl | | |

Fuente: autores.

Las pruebas dieron como resultado que la concentración de la solución de extracción se diluyó (paso de 260 a 50 g/L), una reducción de 81% en contenido de sal, en las pruebas 1 y 2. Durante la prueba tres la reducción estuvo por el orden de 71%.

Los resultados se explican en que el flujo de agua disminuye al haber una caída de la fuerza impulsora de presión osmótica, es decir que a medida que la concentración en la solución de extracción cae se genera una disminución del flujo de agua, como se muestra en Figura 11.

Figura 11. Flujo de agua, conductividad del flujo de alimentación y concentración de la solución de extracción en función del tiempo durante la prueba.



Tomado de (Hickenbottom, et al., 2013)

En cuanto al flujo inicial de agua de los experimentos, en la prueba 1 el caudal disminuyó de 14 L/m²-h a 2 L/m²-h en función de la disminución en la concentración de la solución extractora, en la prueba 2 la disminución fue de 12 a 2.5 L/m²-h y en la prueba tres de 12-14 a 4 L/m²-h.

En la Figura 12 se puede ver la variación de acuerdo con el tiempo transcurrido en horas. La Figura 12a representa la prueba #1, la Figura 12b hace referencia a la prueba #2, la Figura 12c es el comportamiento de la prueba 3 y por último, la Figura 12d relaciona todas las pruebas en una sola Figura en la cual se tiene en cuenta la orientación de la membrana.

Figura 12. Cambio de parámetros con respecto al tiempo (horas).

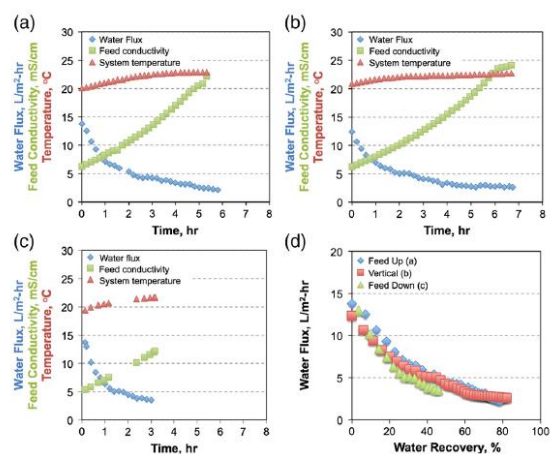


Fig. 5. Water flux, feed conductivity, and feed temperature as a function of time for (a) the first experiment with membrane feed side facing up, (b) the second experiment with membrane cell oriented vertically, and (c) the third experiment with the membrane feed side facing down (see Fig. 2). Water flux as a function of water recovery for the three experiments is summarized in (d).

Tomado de (Hickenbottom, et al., 2013)

En resumen, el flujo de las tres pruebas fue muy similar y fue independiente de la orientación de la membrana, sugiriendo que su orientación no desempeña un papel importante para controlar el flujo de agua. Así mismo, la composición o características del agua de alimentación (aguas residuales de perforación) y su hidrodinámica contribuyen en el rendimiento y eficiencia del proceso.

En conclusión, la osmosis directa (FO) ayuda a recuperar aproximadamente el 80% del volumen de las aguas residuales, el retrolavado es un método eficaz para la limpieza y mantenimiento de la membrana sin usar productos químicos que podrían aumentar los costos y es una tecnología eficaz que facilita la reutilización del agua.

En otro estudio (Pereira et al., 2022) menciona que los residuos de la perforación ocupan la segunda posición en volumen de todos los residuos generados por la industria Oil and Gas. Actualmente, los tratamientos usados generalmente están asociados a disponer de estos residuos en el mismo pozo o son descargados en otros lugares de descarga. El estudio propone seis tipos de tratamiento, para los diferentes lodos de perforación existentes. Las técnicas son las siguientes:

- **Tratamiento por biorremediación**

Este tratamiento funciona como el tratamiento microbiano mencionado por (Yang et al., 2023). Los autores (Pereira et al., 2022) reportan algunos estudios que muestran la experiencia y la eficacia que se ha tenido con este tratamiento en aguas residuales de perforación. Por ejemplo, utilizaron el tratamiento bioquímico con un porcentaje del 98% en cuanto a eficiencia de degradación de hidrocarburos.

(Fan et al., 2012) implementó la bioestimulación como potencializador del tratamiento original debido a que este tratamiento posee factores que pueden llegar a alterar la eficiencia los cuales fueron mencionados por (Yang et al., 2023). Al implementar esto, las pruebas experimentales que realizaron dieron como resultado que el enriquecimiento con nutrientes mejora la degradación de los hidrocarburos.

De acuerdo con los estudios realizados se puede determinar que la biorremediación es un método eficiente, sin embargo, existen factores que pueden alterar el proceso y deben ser controlados, así mismo deben favorecerse las condiciones para que el tratamiento ocurra en un periodo de tiempo más corto.

- **Tratamiento térmico**

Consiste en la rápida descomposición de los compuestos orgánicos a muy altas temperaturas. (Pereira et al., 2022) hace énfasis en que la presencia de aire es importante

para determinar el tipo de tratamiento a usar. Existen tres tipos de tratamiento según la presencia de aire:

- Ausencia o baja presencia de aire: los residuos se calientan para producir sustancias gaseosas, líquidas y sólidas como H_2 y aceites, este método se traduce como un proceso pirolítico.
- Suministro parcial de aire: la gasificación genera sustancias como CH_4 , CO_2 , H_2O y cenizas.
- Sistema abierto con exceso de aire: se le hace un proceso llamado incineración y genera unos subproductos que son CO_2 , N_2 , O_2 , escorias y cenizas.

Por medio de este método se pueden tener grandes reducciones del volumen de residuos y con ello el aprovechamiento de la energía contenida que puede usarse como calefacción, producción de vapor y generación de energía eléctrica. No obstante, no se encontraron estudios de esta tecnología aplicada en el tratamiento de aguas residuales de perforación

- **Tratamiento Físicoquímico:**

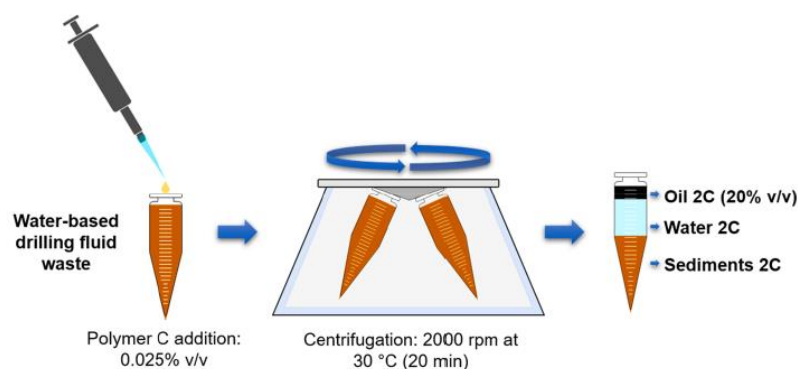
Este tratamiento consiste en la combinación de métodos físicos y químicos. (Pereira et al., 2022) mencionan los procesos que se utilizan generalmente:

- Físicos: sedimentación gravitacional, centrifugación y filtración usados en las separaciones de fases sólido-líquida.
- Químicos: agentes desmulsificantes que mejoran los procesos físicos.

En el estudio de (Yang et al., 2023) resaltaron estos métodos como excelentes para el tratamiento para aguas residuales de perforación.

(Pereira et al., 2019) probó experimentalmente la eficiencia de recuperación de petróleo de un lodo base agua usando la fuerza centrífuga con el objetivo de promover la separación solido-liquido. En la Figura 13 se describe el proceso con centrifuga.

Figura 13. Descripción del proceso con centrifuga.



Tomado de Pereira LB, Sad CMS, da Silva M, Corona RRB, dos Santos FD, Gonçalves GR, et al. (2019).

Se utilizó un agente desulfurante lo que los llevo a la conclusión de que este agente asociado con la fuerza centrífuga separa completamente el petróleo que está en el lodo base agua residual. El estudio concluyó que al añadir los desulfurantes mejora la eficiencia y disminuye costos de energía. Se dan mejores condiciones para que la recuperación y reutilización de cada una de las fases teniendo un bajo impacto ambiental asociado a las aguas residuales de perforación.

- **Tratamiento con fluidos supercríticos**

Los fluidos supercríticos (SCF) son compuestos que pueden ser líquidos o gaseosos, debido a que son utilizados en un estado por encima de la temperatura y presión crítica en el que pueden coexistir gases y líquidos. El CO₂ es uno de los fluidos supercrítico más usados debido a que posee unas características especiales que hacen que sea un fluido

óptimo, entre las condiciones que tiene son: no es tóxico, no es inflamable y no es explosivo, también tiene una estructura química lineal y de tamaño pequeño que aumenta su permeabilidad.

(Khanpour et al., 2014) en su estudio investigó el potencial para extraer contaminación del lodo de perforación residual base agua. Los resultados obtenidos mostraron eficiencia en la remoción de los contaminantes, además de la no utilización de solventes tóxicos ni generación de subproductos.

Gracias al artículo (Pereira et al., 2022) se pudo obtener datos y tratamientos no comunes para las aguas residuales de perforación. Todas las técnicas muestran buenos resultados en eficiencia, sin embargo, casi todos los métodos expuestos son difíciles y costosos. La biorremediación fue la única tecnología que puede ser fácilmente aplicada a gran escala, no obstante, es un método que requiere bastante tiempo para tener un resultado y el control de factores en entornos, donde es complicado controlarlos y que impactan negativamente a la eficacia del tratamiento. En la Tabla 4 se resumen todas las tecnologías encontradas con sus respectivas ventajas y desventajas.

Tabla 4. Resumen de las ventajas y desventajas de las tecnologías encontradas.

| Tratamiento o tecnología | Ventajas | Desventajas | Referencia |
|--------------------------------------|--|---|--|
| Re- inyección en la formación | <ul style="list-style-type: none"> • Es un proceso simple • Eficiente • No necesita consideraciones finales de disposición | <ul style="list-style-type: none"> • Altos requerimientos de formación • Altos requerimiento en equipos • Altos costos | (Mokhalalati et al., 2000; Tayab et al., 2018) |
| Tecnología MTC | <ul style="list-style-type: none"> • Gel de alta resistencia mecánica • Desplazamiento con baja turbulencia • Aprovechamiento del recurso | <ul style="list-style-type: none"> • El objetivo del tratamiento se limita al pozo • Pequeños requisitos de transformación | (Marinello et al., 1995) |

| | | | |
|--|---|---|---|
| Tecnología de solidificación | <ul style="list-style-type: none"> • Simple y fácil • El residuo solidificado puede ser reusado • Bajos costos | <ul style="list-style-type: none"> • Es difícil garantizar la estabilidad y resistencia del producto curado • Riesgo de filtración de contaminantes | (Cheng et al., 2019); (Liu et al., 2017) |
| Tecnología de separación sólido-líquido | <ul style="list-style-type: none"> • Eficiencia positiva en la separación de fases • Reduce la dificultad del tratamiento posterior • Fácil aplicación | <ul style="list-style-type: none"> • Es necesario que se combine con otros tratamientos • Alto consumo energético • Costos capitales altos para el mantenimiento | (Zhang et al., 2015); (C. Zou et al., 2014)(J. Zou et al., 2011);(Jiang et al., 2018); Lu et al., 2018) |
| Tecnología con adsorción | <ul style="list-style-type: none"> • Equipos simples • Bajo consumo de energía | <ul style="list-style-type: none"> • Un único objeto de tratamiento • Dificultad para aplicar a gran escala | (Alimohammadi et al., 2013);(Xie et al., 2018) |
| Tecnología electro-química | <ul style="list-style-type: none"> • Alta eficiencia | <ul style="list-style-type: none"> • Consumo alto de energía • Altos requerimientos de equipos | (Elnenay et al., 2017);(Ighilahriz et al., 2014);(Pereira et al., 2022) |
| Tecnología de oxidación química | <ul style="list-style-type: none"> • Buena selectividad de reacción • Sin contaminación secundaria • Aplicación conveniente • Elimina aceites y grasas, oxida compuesto metálicos inorgánicos | <ul style="list-style-type: none"> • Condiciones de reacción son más restrictivas | (Jing et al., 2022);(Li et al., 2021) |

| | | | |
|--|--|---|--|
| Tratamiento microbiano | <ul style="list-style-type: none"> • Alto rendimiento • Sin contaminación secundaria • Bajo costo • Alta eficiencia en la eliminación de aceites | <ul style="list-style-type: none"> • Ciclos largos • Influencias ambientales • Se necesitan espacios grandes | (Fan et al., 2014);(Paulsen et al., 2004);(Rusjanto et al., 2011);(Pereira et al., 2022) |
| Coagulación /Floculación /Sedimentación | <ul style="list-style-type: none"> • Elimina las partículas suspendidas • Evita el ensuciamiento de la membrana | <ul style="list-style-type: none"> • Dependiendo de la cantidad del producto químico que se utilice puede elevar los costos en la implementación • Pueden requerir una alta demanda de tiempo | (Coday et al., 2014) |
| Control Ph | <ul style="list-style-type: none"> • Evita la precipitación de metales disueltos • Protege la química de la capa activa de la membrana | <ul style="list-style-type: none"> • | (Coday et al., 2014) |
| Ablandamiento | <ul style="list-style-type: none"> • Evita y disminuye los precipitados en la membrana | <ul style="list-style-type: none"> • | (Coday et al., 2014) |
| Flotación con aire disuelto | <ul style="list-style-type: none"> • Elimina aceites, grasas y compuesto insolubles | <ul style="list-style-type: none"> • | (Coday et al., 2014) |
| Destilación | <ul style="list-style-type: none"> • Evita el uso de tratamientos físico-químicos • Bajos costos • Tolera flujos salinos | <ul style="list-style-type: none"> • Corrosión e incrustaciones que generan costos altos de operación y mantenimiento de la membrana | (Coday et al., 2014) |

| | | | |
|---|---|---|--|
| Filtración | <ul style="list-style-type: none"> • Elimina las partículas suspendidas y precipitados para evitar la contaminación temprana de la membrana • La microfiltración (MF) elimina las partículas suspendidas • RO rechaza iones monovalentes (Na, Cl y orgánicos con bajo peso molecular) • RO y NF rechazan una amplia gama de contaminantes y sólidos disueltos totales | <p>RO y NF son susceptibles a incrustaciones orgánicas e inorgánicas, partículas biológicas y orgánicas, pH extremo, aceites y grasas.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Altos costos capital | (Coday et al., 2014);(Yang et al., 2023) |
| Osmosis directa | <ul style="list-style-type: none"> • Rechaza una gran gama de solutos y sólidos disueltos totales • Bajos costos de bombeo, diseño y construcción del sistema • Bajo consumo energético • Sistema móvil • Soporta altas salinidades | <ul style="list-style-type: none"> • Puede llegar a necesitar de otro tratamiento más avanzado para obtener una alta calidad del agua | (Coday et al., 2014) |
| Tratamiento térmico | <ul style="list-style-type: none"> • Alta capacidad para reducir el volumen de residuos • Utilización de la energía contenida en los residuos | <ul style="list-style-type: none"> • Altas temperaturas • Emisión de sustancias tóxicas | (Pereira et al., 2022) |
| Tratamiento con fluidos en condiciones supercríticas | <ul style="list-style-type: none"> • Alta eficiencia en la eliminación de aceites • Posibilidad de recuperar el residuo de aceite | <ul style="list-style-type: none"> • No es fácil de aplicar • Altos costos de equipos | (Pereira et al., 2022) |

Fuente: autores.

4.2 Descripción de la técnica de Osmosis Inversa en el tratamiento de agua de perforación en Colombia

La perforación de un pozo petrolero requiere de altos volúmenes de agua fresca e industrial. Las perforaciones en Colombia no son la excepción y también necesitan grandes volúmenes. La demanda de agua puede generar conflictos entre la comunidad y la empresa operadora dado que en algunas zonas donde se realizan los pozos el agua es escasa, llevando a la generación de competencia por el recurso.

Se hizo una búsqueda exhaustiva asociada a la aplicación de osmosis inversa como tratamiento de las aguas residuales de perforación en Colombia, pero solo se encontró una investigación realizada por Chavarro Roa de la empresa petrolera estatal colombiana, Ecopetrol.

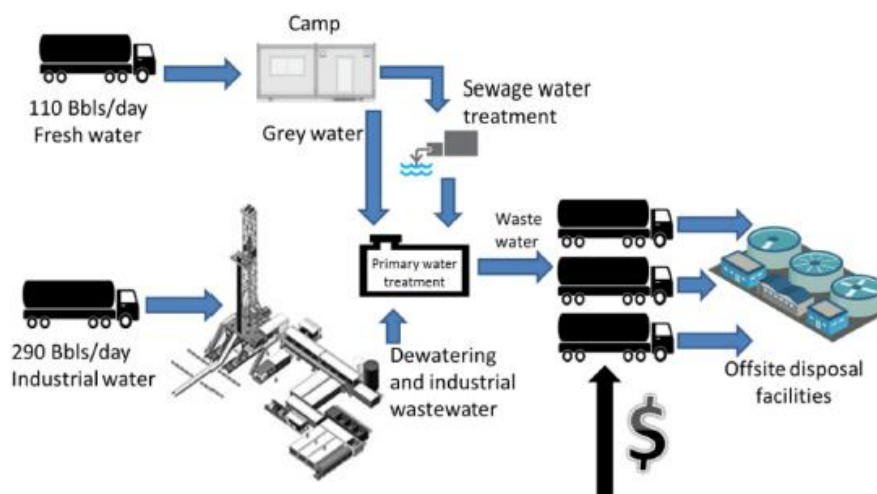
(M. R. Chávarro Roa, 2015) enfoca su trabajo en el tratamiento de aguas residuales de perforación para su reutilización. Según estadística nacional (M. R. Chávarro Roa, 2015), el volumen total de agua que aproximadamente se utiliza durante la perforación en el país es aproximadamente 400 barriles de agua por día, siendo 72,5% para uso industrial, según requerimientos durante la perforación y el 27,5% para uso residencial o satisfacer las necesidades de agua en el campamento.

Dadas las necesidades de reúso, (M. R. Chávarro Roa, 2015), implementó en el sistema de tratamiento de aguas residuales de perforación un paso adicional de filtración con membrana, una membrana de osmosis inversa (RO). La adición de esta membrana, se garantiza la reutilización del agua residual de perforación en nuevo lodo, fluidos de dilución, fluido de refrigeración para bombas, equipos de limpieza, entre otros. Con esto en mente, se puede afirmar que un sistema con RO puede mejorar su eficiencia, si se adicionan etapas de pretratamiento, de tal manera que se pueda extender la vida útil de la membrana lo que se traduce en menores costos en mantenimiento.

Por ejemplo, para tratar un barril de agua se debe invertir cerca de \$15US/barril, siendo el 25% de esos costos asociados al transporte de esa agua usada, en contraste al implementar un sistema de osmosis inversa el costo se reduce a 11.25US/barril.

(M. R. Chávarro Roa, 2015), reporta un pozo petrolero común en Colombia como el mostrado en Figura 14. En resumen, un campamento típico requiere 110 bbls/día de agua fresca y cerca de 290bbls/día de agua para la operación de perforación. El tratamiento dado a las aguas después de uso depende del uso dado a la misma. Por ejemplo, para el caso de las aguas provenientes del campamento se realiza un pre-tratamiento bacteriano aeróbico con el objetivo de disminuir la materia orgánica, en caso de que las aguas domesticas tengan características anormales, tendrán que ser tratadas por empresas aliadas debido a las restricciones ambientales. Para las aguas provenientes de la perforación se utilizan tratamiento físicos y químicos. Después de los tratamientos individuales las dos corrientes de agua se mezclan para pasar por el tratamiento con osmosis inversa y que finalmente pueda reutilizarse el agua resultante.

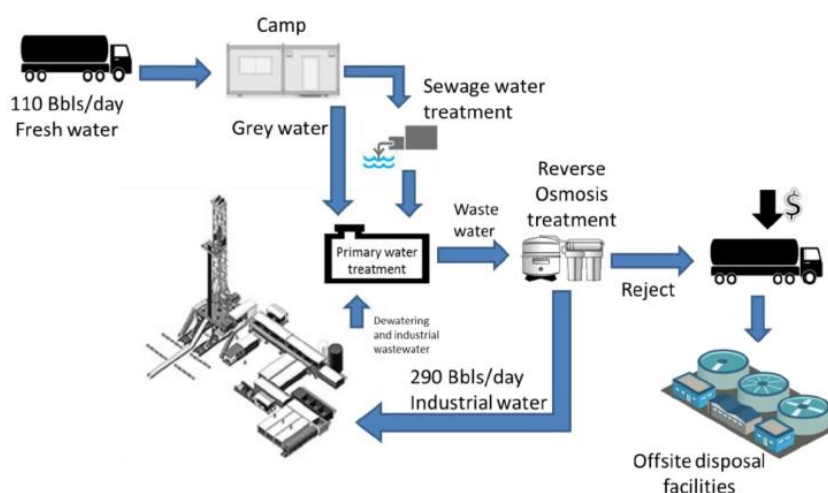
Figura 14. Ciclo de las aguas residuales sin Osmosis Inversa.



Tomado de (M. R. Chávarro Roa, 2015).

Para el sistema de tratamiento de aguas residuales en un campo petrolero, (M. R. Chávarro Roa, 2015), propone un sistema cerrado agregando el proceso de osmosis inversa. En la Figura 15 se puede evidenciar el ciclo propuesto. En este nuevo arreglo, opción las aguas residuales del campamento siguen con su tratamiento bacteriano, mientras que las aguas residuales de perforación con tratamientos físicos y químicos, aguas abajo ambas aguas se combinan y pasan por una unidad de tratamiento con osmosis inversa, con el objetivo de alcanzar la calidad del requerida según la normatividad y respectivos requerimientos para poder reutilizarla. La reutilización de esa agua va de nuevo al pozo de perforación para suplir demanda para uso industrial del pozo.

Figura 15. Ciclo de las aguas residuales con Osmosis Inversa.



Tomado de (Chavarro Roa et al, 2015)

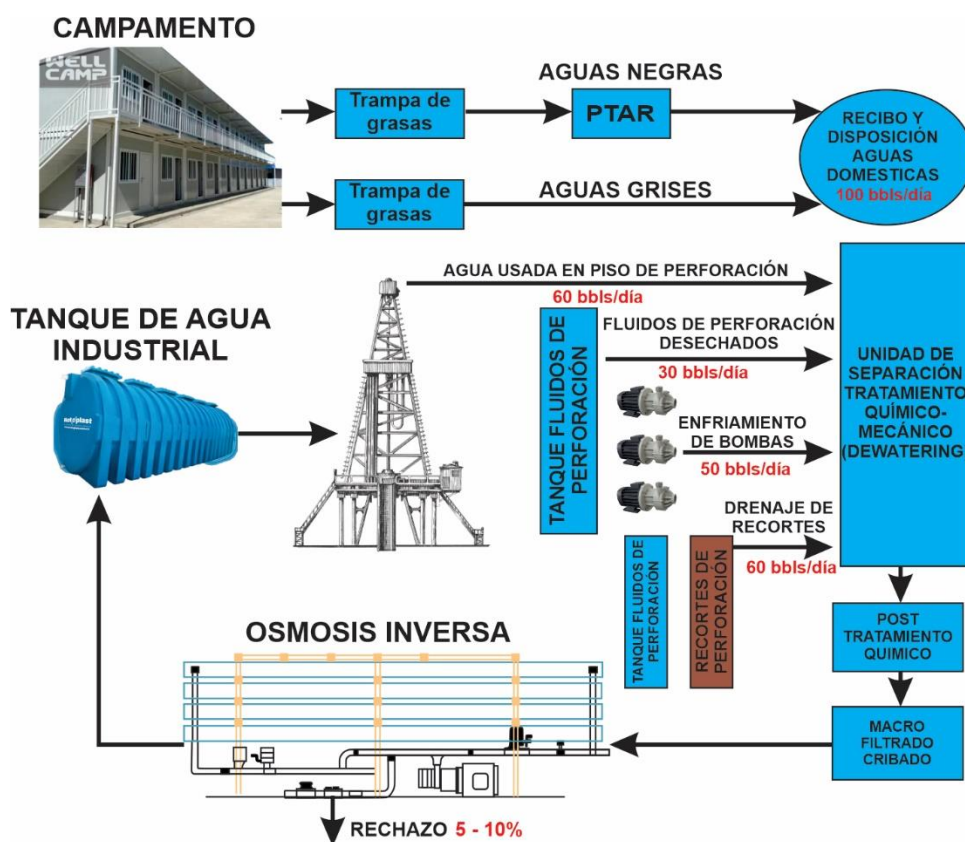
El estudio de (Chavarro Roa et al 2015) concluye que, con la implementación del proceso de osmosis inversa, el uso de agua potable se reduce cerca de un 75% y se reutiliza aproximadamente el 90% de las aguas residuales producidas en el campo. El sistema de tratamiento adicionalmente reduce los costos asociados con el transporte, la compra de agua dulce y el pago asociado al tratamiento que hacían empresas aliadas. El estudio resalta, que con la

implementación del sistema propuesto se pueden disminuir los riesgos sociales para la empresa operadora, al dejar de competir por el recurso de agua potable con poblaciones con problemas de escasez del recurso o de difícil acceso al mismo. En el último caso, la reutilización o reúso del agua beneficia proyectos con esa problemática.

4.2.1 Experiencias en Colombia

Con base en los aportes suministrados por una empresa colombiana especializada en control de sólidos y fluidos en perforación de pozos de petróleo y gas, en el Figura 16 se presenta la descripción sobre la metodología aplicada con osmosis inversa, sustentada en la recopilación de conocimiento, adquiridos a través de su amplia experiencia en campo.

Figura 16. Descripción del uso de la membrana de osmosis inversa en un campo colombiano.



Fuente: Hecho por los autores

De acuerdo con la Figura 16, el agua usada en perforación sea para el piso, el fluido, enfriamiento de bombas o proveniente de drenajes de corte, esta se caracteriza porque viene cargada de muchos lodos, por lo tanto, entra a un tratamiento de deshidratación (dewatering), clasificado como un tratamiento de separación químico/mecánico. Posteriormente, el agua es procesada mediante un tratamiento químico, seguido de un filtrado usando cribas para atrapar todas esas partículas de grandes dimensiones. Finalmente, el agua entra a un sistema de osmosis inversa, cuyo efluente es almacenado y posteriormente reutilizado en actividades de perforación

La novedad en el sistema de tratamiento de agua residual propuesto por la empresa radica en que únicamente se hace tratamiento al agua residual de la perforación, en contrastaste, en demás campos operados por Ecopetrol, la técnica es mezclar las aguas de residuales de campamento con las de perforación para proceder a su posterior tratamiento usando osmosis inversa.

4.3 Caracterizar parámetros de agua.

El objetivo de este proyecto de investigación es encontrar estrategias para mejorar la eficiencia de la membrana de osmosis inversa para aumentar la recuperación o reutilización de las aguas residuales de perforación. La osmosis inversa es un proceso que depende de las características del agua y su eficiencia depende del pretratamiento que se realice. A continuación, se procederá a caracterizar los parámetros de pH, turbidez, concentración de sales como cloruros y sulfatos, conductividad y solidos suspendidos, para evaluar y recomendar un pretratamiento adecuado.

Los datos que se muestran a continuación provienen de una empresa multinacional petrolera con actividad en Colombia (por confidencialidad nos reservamos de dar mayores detalles), en esta compañía se realizaron una serie de pruebas de las cuales se obtuvieron trece de ellas, donde se observa una tendencia en los resultados. El sistema de tratamiento que utilizan

consiste en un tratamiento físico químico primarios y finalmente el paso por la membrana de osmosis inversa. Los parámetros seleccionados se muestran a continuación con sus respectivos valores antes y después del paso por la membrana

4.3.1 PH

Los valores obtenidos para pH se muestran en la Tabla 5.

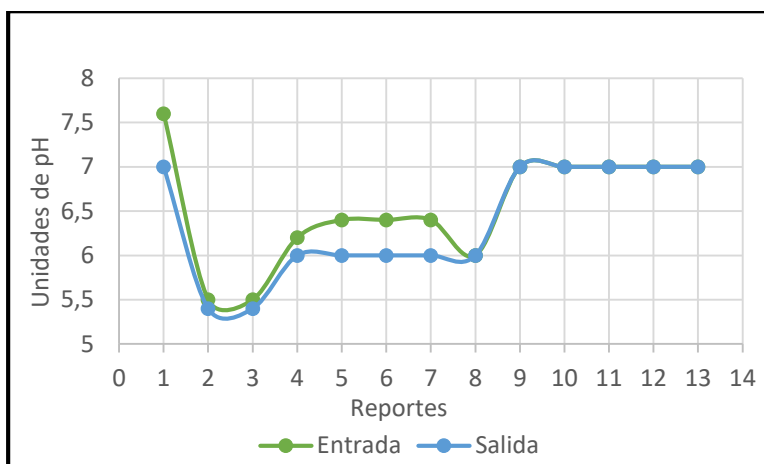
Tabla 5. Impacto del pH en pre y post membrana de OI.

| pH (unidades de pH) | | | |
|----------------------------|---------|--------|-------------|
| | Entrada | Salida | Eficiencia |
| Reporte 1 | 7,6 | 7 | 7,9% |
| Reporte 2 | 5,5 | 5,4 | 1,8% |
| Reporte 3 | 5,5 | 5,4 | 1,8% |
| Reporte 4 | 6,2 | 6 | 3,2% |
| Reporte 5 | 6,4 | 6 | 6,3% |
| Reporte 6 | 6,4 | 6 | 6,3% |
| Reporte 7 | 6,4 | 6 | 6,3% |
| Reporte 8 | 6 | 6 | 0,0% |
| Reporte 9 | 7 | 7 | 0,0% |
| Reporte 10 | 7 | 7 | 0,0% |
| Reporte 11 | 7 | 7 | 0,0% |
| Reporte 12 | 7 | 7 | 0,0% |
| Reporte 13 | 7 | 7 | 0,0% |
| Promedio | | | 2,6% |

Fuente: autores

De la tabla 4 y Figura 17 se observa que la membrana de osmosis inversa no tiene casi incidencia en el control de este parámetro dado que según los datos obtenidos en promedio es un 2,6% eficiente.

Figura 17. Variación de valores de pH antes y después de membrana de OI.



Fuente: autores.

4.3.2 Turbidez

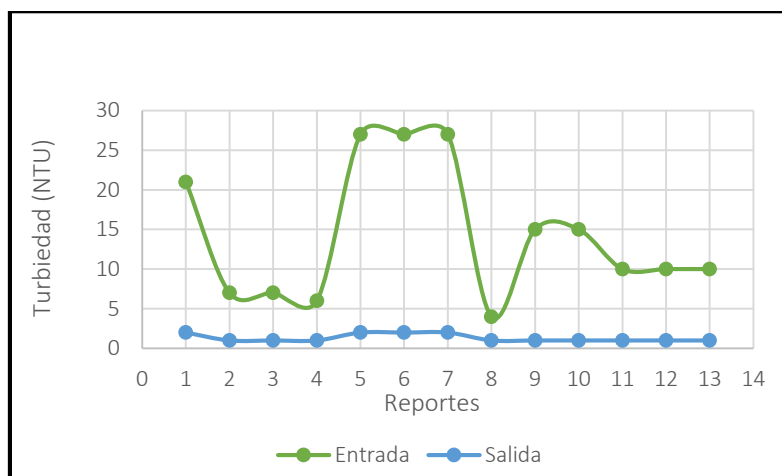
Los valores para la turbidez se observan en la Tabla 6 y Figura 18.

Tabla 6. Eficiencia de remoción de turbidez antes y después de membrana de OI.

| Turbidez (NTU) | | | |
|-----------------------|---------|--------|--------------|
| | Entrada | Salida | Eficiencia |
| Reporte 1 | 21 | 2 | 90% |
| Reporte 2 | 7 | 1 | 86% |
| Reporte 3 | 7 | 1 | 86% |
| Reporte 4 | 6 | 1 | 83% |
| Reporte 5 | 27 | 2 | 93% |
| Reporte 6 | 27 | 2 | 93% |
| Reporte 7 | 27 | 2 | 93% |
| Reporte 8 | 4 | 1 | 75% |
| Reporte 9 | 15 | 1 | 93% |
| Reporte 10 | 15 | 1 | 93% |
| Reporte 11 | 10 | 1 | 90% |
| Reporte 12 | 10 | 1 | 90% |
| Reporte 13 | 10 | 1 | 90% |
| Promedio | | | 88,8% |

Fuente: autores

Figura 18. Variación de valores de turbidez antes y después de membrana de OI.



Fuente: autores.

En la Figura 18 la tendencia del parámetro en la entrada de la membrana tiene un comportamiento variable, dado que el agua de entrada tiene condiciones no constantes de su contenido de turbidez, pero a la salida sin importar el valor de entrada, la membrana de OI es capaz de entregar un valor de turbidez constante. En cuanto a la tabla 5, el porcentaje de eficiencia está en un rango entre 75-90%, indicando posibilidades potenciales de mejora, si se llegará a incluir o implementarse un pretratamiento para potenciar la eficiencia de la membrana con respecto a la remoción de turbidez. Sin embargo, en las condiciones que es entregado el efluente, la turbidez cumple con los requisitos para ser considerada potable según Resolución 2115/2007, la cual debe alcanzar valor igual o inferior a 2 NTU.

4.3.3 Concentración De Sulfatos

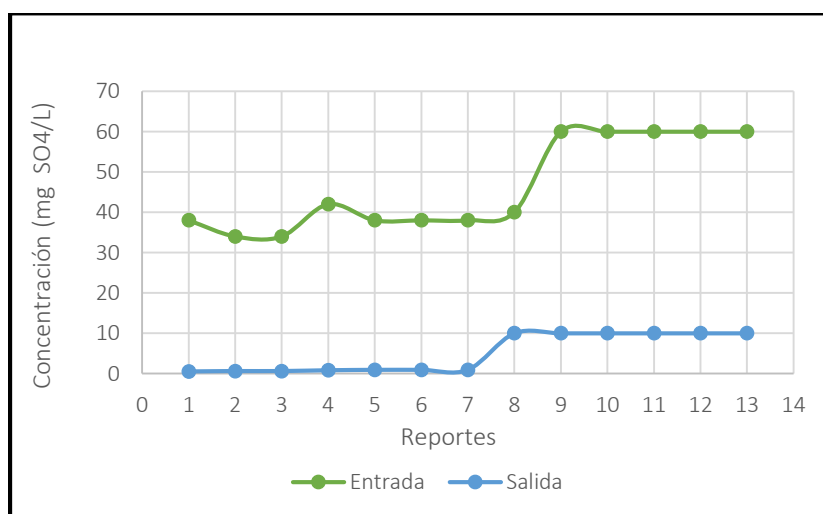
En la Tabla 7 y Figura 19 se representan los valores obtenidos para la composición de sulfatos.

Tabla 7. Eficiencia de remoción de sulfatos antes y después de membrana de OI.

| Sulfatos ($mg SO_4/L$) | | | |
|--------------------------|---------|--------|------------|
| Reporte | Entrada | Salida | Eficiencia |
| Reporte 1 | 38 | 0,5 | 99% |
| Reporte 2 | 34 | 0,6 | 98% |
| Reporte 3 | 34 | 0,6 | 98% |
| Reporte 4 | 42 | 0,8 | 98% |
| Reporte 5 | 38 | 0,9 | 98% |
| Reporte 6 | 38 | 0,9 | 98% |
| Reporte 7 | 38 | 0,9 | 98% |
| Reporte 8 | 40 | 10 | 75% |
| Reporte 9 | 60 | 10 | 83% |
| Reporte 10 | 60 | 10 | 83% |
| Reporte 11 | 60 | 10 | 83% |
| Reporte 12 | 60 | 10 | 83% |
| Reporte 13 | 60 | 10 | 83% |
| Promedio | | | 91% |

Fuente: autores

Figura 19. Variación de la concentración de sulfatos antes y después de membrana de OI.



Fuente: autores

La Figura 19 se evidencia que la eficiencia de la membrana para disminuir la concentración de sulfatos se sabe de la literatura, que la membrana de OI es muy eficiente en la retención de sales. La eficiencia promedio corresponde al 91%. En concordancia con requerimientos para poder considerarse el agua como potable, una concentración de sulfatos aceptable y apta para consumo debe ser inferior a 250 mg/L

4.3.4 Concentración de Cloruros

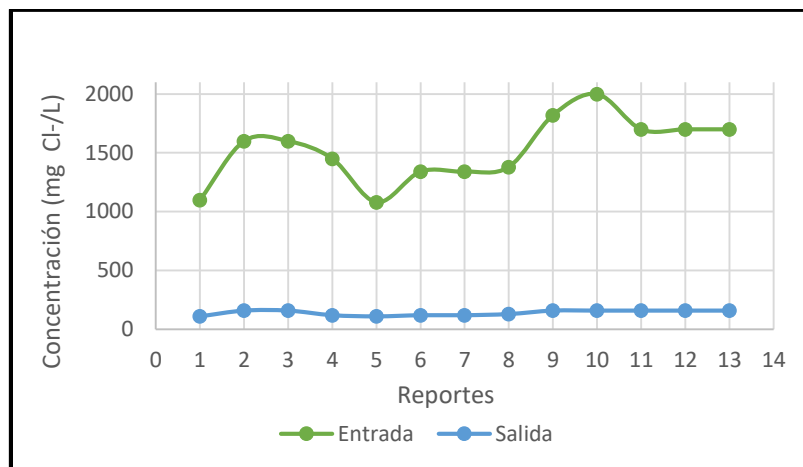
En la Tabla 8 y Figura 20 se observan los resultados obtenidos para la concentración de cloruros.

Tabla 8. Eficiencia de disminución de concentración de cloruros antes y después de membrana de OI.

| Cloruros (mg Cl-/L) | | | |
|----------------------------|---------|--------|------------|
| Reporte | Entrada | Salida | Eficiencia |
| Reporte 1 | 1100 | 110 | 90% |
| Reporte 2 | 1600 | 160 | 90% |
| Reporte 3 | 1600 | 160 | 90% |
| Reporte 4 | 1450 | 120 | 92% |
| Reporte 5 | 1080 | 110 | 90% |
| Reporte 6 | 1340 | 120 | 91% |
| Reporte 7 | 1340 | 120 | 91% |
| Reporte 8 | 1380 | 130 | 91% |
| Reporte 9 | 1820 | 160 | 91% |
| Reporte 10 | 2000 | 160 | 92% |
| Reporte 11 | 1700 | 160 | 91% |
| Reporte 12 | 1700 | 160 | 91% |
| Reporte 13 | 1700 | 160 | 91% |
| Promedio | | | 91% |

Fuente: Elaborada por los autores.

Figura 20. Variación de valores de concentración de cloruros antes y después de membrana de OI.



Fuente: autores.

De la Tabla 8 infiere que el porcentaje aproximadamente de remoción de cloruros de la membrana alcanza el 91%, correspondiente a una alta eficiencia, pero dado que aún es posible mejorar esa eficiencia, si se implementan pretratamientos apropiados esas eficiencias podrían aumentar. De la Figura 20 se evidencia que, sin importar la concentración de cloruros a la entrada, la membrana de OI es capaz de entregar una concentración constante de cloruros en el efluente, lográndose una concentración mínima de cloruros en el efluente cercana a 160 g Cl/L, la cual es inferior al límite (< 250 mg/L) impuesto en Resolución 2115/2007 la cual reglamenta las aguas para consumo humano en el país.

4.3.5 Conductividad

Los resultados obtenidos para la conductividad se encuentran en la Tabla 9 y Figura 21.

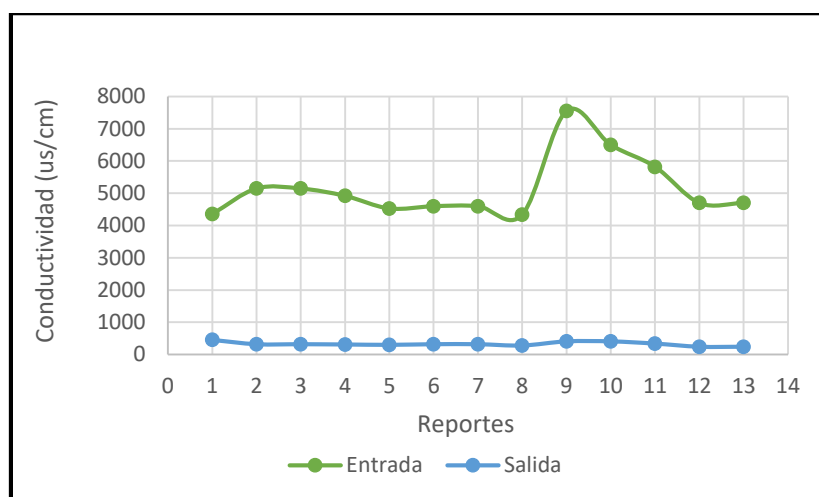
Tabla 9. Eficiencia en disminución de la conductividad antes y después de membrana de OI.

| Conductividad (us/cm) | | | |
|-----------------------|---------|--------|------------|
| | Entrada | Salida | Eficiencia |
| Reporte 1 | 4357 | 456 | 90% |

| | | | |
|-----------------|------|-----|------------|
| Reporte 2 | 5147 | 320 | 94% |
| Reporte 3 | 5147 | 320 | 94% |
| Reporte 4 | 4920 | 312 | 94% |
| Reporte 5 | 4530 | 300 | 93% |
| Reporte 6 | 4600 | 320 | 93% |
| Reporte 7 | 4600 | 320 | 93% |
| Reporte 8 | 4340 | 280 | 94% |
| Reporte 9 | 7550 | 410 | 95% |
| Reporte 10 | 6500 | 410 | 94% |
| Reporte 11 | 5820 | 340 | 94% |
| Reporte 12 | 4700 | 240 | 95% |
| Reporte 13 | 4700 | 240 | 95% |
| Promedio | | | 94% |

Fuente: autores.

Figura 21. Variación de valores de conductividad antes y después de membrana de OI.



Fuente: autores.

De la Tabla 9 y Figura 21 se obtiene que la eficiencia de disminución de propiedades de conductividad, característica del agua asociada a la presencia de sales en solución, se alcanza una eficiencia en disminución del 94%, demostrando la capacidad y eficiencia de la membrana, dado que la conductividad es un parámetro que está asociado a la salinidad.

4.3.6 Sólidos Suspendidos

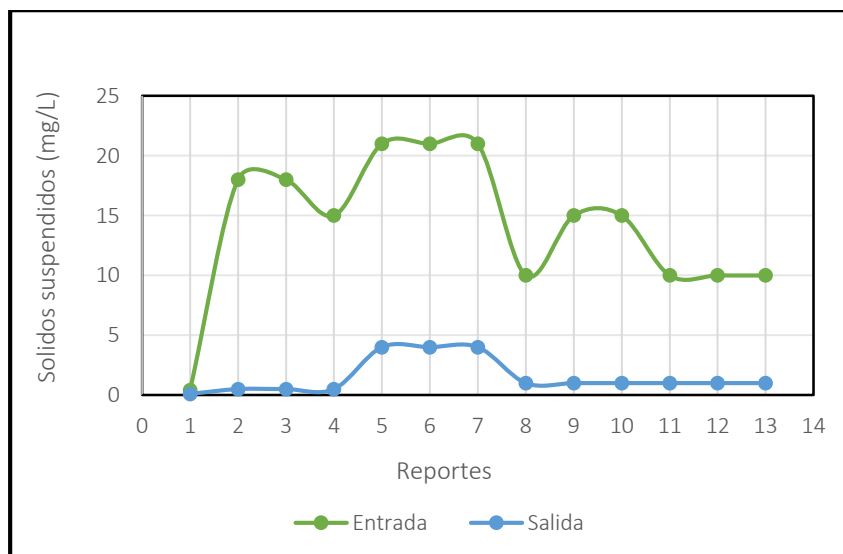
Por medio de la Tabla 10 y Figura 22 se exponen los valores asociados a los sólidos suspendidos.

Tabla 10. Eficiencia de remoción de sólidos suspendidos en membrana de OI.

| Sólidos suspendidos (mg/L) | | | |
|----------------------------|---------|--------|------------|
| Reporte | Entrada | Salida | Eficiencia |
| Reporte 1 | 0,4 | 0,1 | 75% |
| Reporte 2 | 18 | 0,5 | 97% |
| Reporte 3 | 18 | 0,5 | 97% |
| Reporte 4 | 15 | 0,5 | 97% |
| Reporte 5 | 21 | 4 | 81% |
| Reporte 6 | 21 | 4 | 81% |
| Reporte 7 | 21 | 4 | 81% |
| Reporte 8 | 10 | 1 | 90% |
| Reporte 9 | 15 | 1 | 93% |
| Reporte 10 | 15 | 1 | 93% |
| Reporte 11 | 10 | 1 | 90% |
| Reporte 12 | 10 | 1 | 90% |
| Reporte 13 | 10 | 1 | 90% |
| Promedio | | | 89% |

Fuente: autores.

Figura 22. Concentración de sólidos suspendidos antes y después de la OI.



Fuente: autores.

La Figura 22 muestra una tendencia no lineal en cuanto a los valores de entrada de los sólidos suspendidos los cuales van asociados a la presencia de partículas en suspensión en el agua, sin embargo, la eficiencia de remoción muestra eficiencia al punto que se alcanza una concentración constante de sólidos suspendidos en el efluente. También de la tabla 9 se obtiene que el porcentaje promedio de eficiencia de la membrana para remover estos sólidos suspendidos es aproximadamente del 89%.

5 Análisis de Resultados

5.1 Evaluación de la factibilidad de la optimización del proceso de Osmosis Inversa

Los parámetros para optimizar son el pH, la turbidez, cloruros, sulfatos y sólidos suspendidos debido a que, si bien tienen una buena eficiencia operativa, este valor podría aumentar con pretratamientos adecuados para cada factor.

Teniendo en cuenta variables como la disponibilidad de la tecnología en Colombia, el conocimiento técnico necesario para la aplicación de cada técnica y la eficiencia operativa de cada tratamiento, se escogieron tres tecnologías encontradas en la literatura. En la Tabla 11 están las seleccionadas.

Tabla 11. Tecnologías seleccionadas.

| Tecnología | Control | Tecnología |
|--------------------|---------|-----------------|
| electrocoagulación | pH | Microfiltración |

Fuente: autores

Con el objetivo de encontrar el pretratamiento adecuado para optimizar el proceso del uso de la membrana de osmosis inversa para aumentar la recuperación de aguas de perforación. Los tratamientos seleccionados en la Tabla 11 serán evaluados mediante los criterios expuestos en la Tabla 12.

Tabla 12. Tabla de Criterios y subcriterios

| Criterios | Subcriterios | Peso |
|--------------------------------------|--|-------------|
| Criterio de sostenibilidad ambiental | <ul style="list-style-type: none"> • Disminución de la necesidad del recurso hídrico. • Producción de residuos. • Protección de fuentes hídricas. | 30% |
| Criterio de sostenibilidad técnica | | 25% |
| Criterio de sostenibilidad social | <ul style="list-style-type: none"> • Disminución de conflictos con comunidades • Mayor oportunidad de trabajo | 25% |
| Criterio de sostenibilidad económica | | 20% |
| Total | | 100% |

Fuente: autores

Con la intención de evaluar las alternativas, al final se elaborará una matriz de valoración en la que se incluirán los criterios con sus respectivos pesos aplicados a cada uno de ellos, y la alternativa que obtenga la puntuación más alta será aquella con mayores beneficios y la elegida.

Cada uno de los criterios y subcriterios será asignado un puntaje de 0 a 1, otorgando el puntaje máximo a la alternativa que mejor se adapte a las necesidades para encontrar el pretratamiento ideal, y el resto de los valores se establecerán en base a diferentes parámetros

específicos de cada criterio y subcriterio. Se aplicará un peso porcentual a cada uno de los criterios, de manera que el puntaje máximo sea 1.

Los pesos considerados para los subcriterios de la sostenibilidad ambiental serán presentados en la Tabla 13.

Tabla 13. Subcriterios y pesos de sostenibilidad ambiental

| Subcriterios | Peso |
|--|-------------|
| • Disminución de la necesidad del recurso hídrico. | 40% |
| • Producción de residuos. | 30% |
| • Protección de fuentes hídricas. | 30% |

Fuente: autores

Los pesos considerados para los subcriterios de la sostenibilidad social serán mostrados en la Tabla 14.

Tabla 14. Subcriterios y pesos de sostenibilidad social

| Subcriterios | Peso |
|---|-------------|
| • Disminución de conflictos con comunidades | 70% |
| • Mayor oportunidad de trabajo | 30% |

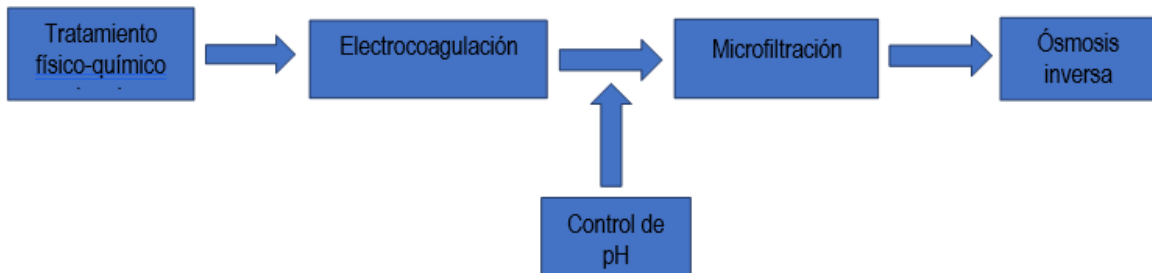
Fuente: autores

Con las tecnologías mostradas en la Tabla 11 se pueden obtener tres opciones de optimización.

ALTERNATIVA 1

1. Control ph+ electro-micro+RO

Figura 23. Esquema alternativa 1



Fuente: autores

ALTERNATIVA 2

2. Control ph+ electro+RO

Figura 24. Esquema alternativa 2.



Fuente: autores

ALTERNATIVA 3

3. control ph+ micro+ RO

Figura 25. Esquema alternativa 3.



Fuente: autores

5.1.1 Criterios Sostenibilidad Ambiental

Dentro del ámbito ambiental se engloban diversos aspectos que influyen en la implementación y desarrollo de cada una de las alternativas propuestas. Dentro de los criterios ambientales se estudian los subcriterios:

- Disminución de la necesidad del recurso hídrico.
- Producción de residuos.
- Protección de fuentes hídricas.

5.1.1.1 Disminución de la necesidad del recurso hídrico

En la Tabla 15 se evidencia la valoración de la disminución de la necesidad del recurso hídrico para cada una de las alternativas, junto con su puntuación correspondiente:

Tabla 15. Valoración de la disminución de la necesidad del recurso hídrico.

| Alternativa | Disminución de la necesidad del recurso hídrico | Puntuación |
|--------------------|--|-------------------|
| Alternativa 1 | Bueno | 0.9 |
| Alternativa 2 | Medio | 0.75 |
| Alternativa 3 | Medio | 0.65 |

Fuente: autores

5.1.1.2 Producción de residuos.

En la Tabla 16 se evidencia la valoración de la producción de residuos para cada una de las alternativas, junto con su puntuación correspondiente:

Tabla 16. Valoración de la producción de residuos

| Alternativa | Producción de residuos | Puntuación |
|--------------------|-------------------------------|-------------------|
| Alternativa 1 | Buena | 0.9 |
| Alternativa 2 | Media | 0.6 |
| Alternativa 3 | Buena | 0.8 |

Fuente: autores

5.1.1.3 Protección de fuentes hídricas.

En la Tabla 17 se evidencia la valoración de la protección de fuentes hídricas para cada una de las alternativas, junto con su puntuación correspondiente:

Tabla 17. Valoración de la protección de fuentes hídricas

| Alternativa | Protección de fuentes hídricas. | Puntuación |
|--------------------|--|-------------------|
| Alternativa 1 | Buena | 0.9 |
| Alternativa 2 | Buena | 0.9 |
| Alternativa 3 | Buena | 0.9 |

Fuente: autores

5.1.1.4 Asignación de pesos e indicadores

En la Tabla 18 se incluye el resumen, para cada uno de los criterios de valoración de la asignación.

Tabla 18. Asignación de pesos e indicadores de sostenibilidad ambiental

| Peso | Subcriterio | Alternativa 1 | Alternativa 2 | Alternativa 3 |
|-------------|--|----------------------|----------------------|----------------------|
| 40% | Disminución de la necesidad del recurso hídrico. | 0.9 | 0.75 | 0.65 |
| 30% | Producción de residuos. | 0.9 | 0.6 | 0.8 |
| 30% | Protección de fuentes hídricas. | 0.9 | 0.9 | 0.9 |

Fuente: autores

5.1.1.5 Valoración Sostenibilidad Ambiental

En la Tabla 19 se incluye el resumen de las valoraciones de cada uno de los aspectos.

Tabla 19. Valoración Sostenibilidad Ambiental.

| Subcriterio | Alternativa 1 | Alternativa 2 | Alternativa 3 |
|--|----------------------|----------------------|----------------------|
| Disminución de la necesidad del recurso hídrico. | 0.36 | 0.3 | 0.26 |
| Producción de residuos. | 0.27 | 0.18 | 0.24 |
| Protección de fuentes hídricas. | 0.27 | 0.27 | 0.27 |

| | | | |
|--|-----|------|------|
| Valoración total sostenibilidad ambiental | 0.9 | 0.75 | 0.77 |
|--|-----|------|------|

Fuente: autores

5.1.2 Criterios Sostenibilidad Técnica

En la Tabla 20 se evidencia el resumen de la valoración adscrita a la sostenibilidad técnica para cada una de las alternativas..

Tabla 20. Valoración Sostenibilidad Técnica.

| Alternativa | Sostenibilidad técnica | Puntuación |
|--------------------|-------------------------------|-------------------|
| Alternativa 1 | Media | 0.7 |
| Alternativa 2 | Media | 0.7 |
| Alternativa 3 | Baja | 0.4 |

Fuente: autores

5.1.3 Criterios Sostenibilidad Social

Dentro del ámbito social se engloban diversos aspectos que influyen en la implementación y desarrollo de cada una de las alternativas propuestas. Dentro de los criterios sociales se estudian los subcriterios:

- Disminución de conflictos con comunidades
- Mayor oportunidad de trabajo

5.1.3.1 Disminución de conflictos con comunidades

En la Tabla 21 se evidencia la valoración de la disminución de conflictos con comunidades para cada una de las alternativas, junto con su puntuación correspondiente:

Tabla 21. Valoración de la disminución de conflictos

| Alternativa | Disminución de conflictos con comunidades | Puntuación |
|--------------------|--|-------------------|
| Alternativa 1 | Alto | 0.9 |
| Alternativa 2 | Medio | 0.7 |

| | | |
|---------------|-------|-----|
| Alternativa 3 | Medio | 0.6 |
|---------------|-------|-----|

Fuente: autores

5.1.3.2 Mayor oportunidad de trabajo

En la Tabla 22 se evidencia la valoración de la mayor oportunidad de trabajo para cada una de las alternativas, junto con su puntuación correspondiente:

Tabla 22. Valoración de la mayor oportunidad de trabajo

| Alternativa | Mayor oportunidad de trabajo | Puntuación |
|--------------------|-------------------------------------|-------------------|
| Alternativa 1 | Alta | 0.9 |
| Alternativa 2 | Alta | 0.8 |
| Alternativa 3 | Media | 0.7 |

Fuente: autores

5.1.3.3 Asignación de pesos e indicadores

En la Tabla 23 se incluye el resumen, para cada uno de los criterios de valoración de la asignación.

Tabla 23. Asignación de pesos e indicadores de sostenibilidad social.

| Peso | Subcriterio | Alternativa 1 | Alternativa 2 | Alternativa 3 |
|-------------|---|----------------------|----------------------|----------------------|
| 60% | Disminución de conflictos con comunidades | 0.9 | 0.7 | 0.6 |
| 40% | Mayor oportunidad de trabajo | 0.9 | 0.8 | 0.7 |

Fuente: autores

5.1.3.4 Valoración Sostenibilidad Social

En la Tabla 24 se incluye el resumen de las valoraciones de cada uno de los aspectos.

Tabla 24. Valoración Sostenibilidad Social.

| Subcriterio | Alternativa 1 | Alternativa 2 | Alternativa 3 |
|---|----------------------|----------------------|----------------------|
| Disminución de conflictos con comunidades | 0.54 | 0.42 | 0.36 |
| Mayor oportunidad de trabajo | 0.36 | 0.48 | 0.28 |

| | | | |
|---|-----|-----|------|
| Valoración total sostenibilidad social | 0.9 | 0.9 | 0.64 |
|---|-----|-----|------|

Fuente: autores

5.1.4 Criterios Sostenibilidad Económico

Con base en la información proporcionada por la empresa consultora, se llevó a cabo un análisis basado en los costos proporcionados de cada tecnología para un pozo modelo con una profundidad de 9825 pies, el cual requiere aproximadamente 6900 barriles de agua para su desarrollo. Este pozo se perforará en un período estimado de 24 días y está compuesto por dos fases. Con un costo total estimado de 2 millones USD, La empresa usualmente destina el 3% del presupuesto total a las actividades asociadas al tratamiento de agua.

El análisis realizado se simplificó al considerar únicamente el costo por barril tratado para cada tecnología, sin tener en cuenta otros gastos adicionales como el transporte o la disposición final de la tecnología. En la Tabla 25 se presentan los costos por barril según el tratamiento.

Tabla 25. Costos estimados de tratamiento por barril.

| Tratamiento | Costo por barril | Unidades |
|--------------------|-------------------------|-----------------|
| Microfiltración | 850 | COP |
| Electrocoagulación | 1.500 | COP |
| Osmosis Inversa | 3.275 | COP |

Fuente: Empresa consultora

En la Tabla 26 se puede observar los costos de cada alternativa por barril, el volumen de agua a tratar estimado durante la operación y el costo total por alternativa.

Tabla 26. Costos estimados por alternativas.

| Alternativas | Costo por barril (COP) | Volumen total tratado (Bbl) | Costos por Alternativa (COP) |
|---------------------|-------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------|
| Alternativa 1 | 5.625 | 6900 | 38'812.500 |
| Alternativa 2 | 4.775 | 6900 | 32'947.500 |

| | | | |
|---------------|-------|------|------------|
| Alternativa 3 | 4.125 | 6900 | 28'462.500 |
|---------------|-------|------|------------|

Fuente: Empresa consultora

En la Tabla 27 se presenta la puntuación dada a cada alternativa según los costos estimados, dándole un mayor a peso a la alternativa con el valor más bajo.

Tabla 27. Valoración Sostenibilidad Económica.

| Alternativas | Costos por Alternativa (COP) | Puntuación |
|---------------------|-------------------------------------|-------------------|
| Alternativa 1 | 38'812.500 | 0.75 |
| Alternativa 2 | 32'947.500 | 0.89 |
| Alternativa 3 | 28'462.500 | 1 |

Fuente: Empresa consultora

5.1.5 Matriz de valoración

La Tabla 28 resume la asignación de pesos para cada una de las alternativas en relación con los diferentes criterios de valoración.

Tabla 28. Asignación de pesos e indicadores para cada criterio.

| Peso | Criterios de valoración | Alternativa 1 | Alternativa 2 | Alternativa 3 |
|-------------|--------------------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| 35% | Criterio de sostenibilidad ambiental | 0.9 | 0.75 | 0.77 |
| 20% | Criterio de sostenibilidad técnica | 0.7 | 0.7 | 0.4 |
| 25% | Criterio de sostenibilidad social | 0.9 | 0.9 | 0.64 |
| 20% | Criterio de sostenibilidad económico | 0.75 | 0.89 | 1 |

Fuente: autores

Al aplicar los pesos a cada uno de los criterios de valoración, podemos obtener la valoración total de las alternativas esto se presentará en la Tabla 29.

Tabla 29. Valoración Total de las Alternativas.

| Criterios de valoración | Alternativa 1 | Alternativa 2 | Alternativa 3 |
|--------------------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Criterio de sostenibilidad ambiental | 0.315 | 0.263 | 0.27 |
| Criterio de sostenibilidad técnica | 0.14 | 0.14 | 0.08 |
| Criterio de sostenibilidad social | 0.225 | 0.225 | 0.16 |
| Criterio de sostenibilidad económico | 0.15 | 0.178 | 0.2 |
| Valoración total | 0.83 | 0.8 | 0.71 |

Fuente: autores

De acuerdo con la información proporcionada en la Tabla 29, la alternativa más adecuada para mejorar el proceso de utilización de la membrana de ósmosis inversa y aumentar la recuperación de aguas de perforación, siguiendo los criterios establecidos, es la alternativa 1. Esto se debe a que se aplican tratamientos específicos para cada parámetro seleccionado, cuya eficiencia está por debajo del 90%. La alternativa 1 aborda tanto la concentración de cloruros y sulfatos como los sólidos suspendidos y disueltos presentes en el agua. No obstante, en caso de limitaciones de espacio o equipos para implementar la alternativa 1, se consideraría la alternativa 2 como la siguiente opción viable.

6 Conclusiones

- La investigación bibliográfica ha proporcionado una base sólida para comprender los diferentes tratamientos aplicados a las aguas de perforación en la actualidad. Este estudio demostró la viabilidad y los beneficios de estos tratamientos, lo que permitió seleccionar los más adecuados para mejorar el rendimiento de la membrana de Osmosis Inversa y aumentar la recuperación de aguas de perforación de manera efectiva.
- Tras evaluar los criterios y subcriterios establecidos, se optó por la alternativa 1 que mejor se adecúa a los parámetros seleccionados para mejorar la calidad del agua y permitir su reutilización. Aunque las demás alternativas también cumplen con este objetivo, lo hacen con menor eficiencia al tratar solo ciertos porcentajes o parámetros en lugar de abordarlos en su totalidad. Este enfoque selectivo resalta la importancia de elegir estratégicamente la alternativa más completa para lograr un tratamiento efectivo del agua y fomentar su uso sostenible.
- La osmosis inversa en el tratamiento de aguas de perforación en Colombia destaca por su eficiencia y sostenibilidad al reutilizar hasta el 88% del agua residual del campo petrolero. Sin embargo, la optimización generará una mayor vida útil en la membrana, un menor porcentaje de volumen de rechazo y una reducción significativa de los conflictos sociales.
- Las alternativas presentadas no solo tienen beneficios económicos, sino que también mejora la gestión ambiental al disminuir la competencia por el recurso hídrico y reutilizar el agua tratada en operaciones petroleras, representando un avance significativo en sostenibilidad y responsabilidad ambiental en el sector petrolero colombiano.

7 Recomendaciones

- Se recomienda adelantar proyectos de investigación que detallen los tipos de agua caracterizados por campos petroleros para hacer referencia a las aguas utilizadas en la perforación de pozos. Esto permitirá desarrollar una guía eficiente para el tratamiento de estas aguas, facilitando así el proceso de tratamiento y asegurando la calidad del agua utilizada en diversas aplicaciones industriales.
- Se recomienda realizar un análisis económico más específico en donde involucre variables como precios de transporte, mano de obra calificada, actualizaciones de precios y disposición final del rechazo de la osmosis inversa.

Referencias Bibliográficas

- ACP. (2016). *Informes 2016 - ACP*. <https://acp.com.co/web2017/es/sala-de-prensa/especiales-acp/310-asuntos-economicos/informes-mensuales/643-informes-2016>
- ACP. (2019). *Informes Económicos - ACP*. [https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/economicos?category\[0\]=3&category_children=1&own=0&tag\[0\]=2019](https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/economicos?category[0]=3&category_children=1&own=0&tag[0]=2019)
- Alimohammadi, N., Shadizadeh, S. R., & Kazeminezhad, I. (2013). Removal of cadmium from drilling fluid using nano-adsorbent. *Fuel*, 111, 505–509. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.03.023>
- Alimohammadi, N., Shadizadeh, S. R., & Kazeminezhad, I. (2013). Removal of cadmium from drilling fluid using nano-adsorbent. *Fuel*, 111, 505–509. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.03.023>
- Allam, A. R., Saaf, E. J., & Dawoud, M. A. (2003). Desalination of brackish groundwater in Egypt. *Desalination*, 152(1–3), 19–26. [https://doi.org/10.1016/S0011-9164\(02\)01044-5](https://doi.org/10.1016/S0011-9164(02)01044-5)
- Castro, R., Maya, G., Mercado, D., Trujillo, M., Soto, C., & Pérez, H. (2010). Enhanced Oil Recovery (EOR) Status - Colombia. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, 2, 1184–1190. <https://doi.org/10.2118/139199-MS>
- Cheng, X., Long, D., Zhang, C., Gao, X., Yu, Y., Mei, K., Zhang, C., Guo, X., & Chen, Z. (2019). Utilization of red mud, slag and waste drilling fluid for the synthesis of slag-red mud cementitious material. *Journal of Cleaner Production*, 238, 117902. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.117902>
- Cheng, X., Long, D., Zhang, C., Gao, X., Yu, Y., Mei, K., Zhang, C., Guo, X., & Chen, Z. (2019). Utilization of red mud, slag and waste drilling fluid for the synthesis of slag-red mud cementitious material. *Journal of Cleaner Production*, 238, 117902. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.117902>
- Coday, B. D., Xu, P., Beaudry, E. G., Herron, J., Lampi, K., Hancock, N. T., & Cath, T. Y. (2014). The sweet spot of forward osmosis: Treatment of produced water, drilling wastewater, and other complex and difficult liquid streams. *Desalination*, 333(1), 23–35. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2013.11.014>
- Coday, B. D., Xu, P., Beaudry, E. G., Herron, J., Lampi, K., Hancock, N. T., & Cath, T. Y. (2014). The sweet spot of forward osmosis: Treatment of produced water, drilling wastewater, and other complex and difficult liquid streams. *Desalination*, 333(1), 23–35. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2013.11.014>
- Deng L (2018) Study on high voltage pulse-ozone-fenton combined oxidation process for drilling fluid wastewater treatment. Chongqing University of Science and Technology, Chongqing (in Chinese)

- Du G, Zheng H, Guo X, Jiang X, Chen Z (2020) Study on the synergistic soilization of solid-phase material of abandoned water} based drilling fluid with the vermicompost. *Environ Pollut Control* 42:12–16. <https://doi.org/10.15985/j.cnki.1001-3865.2020.01.003>. (in Chinese)
- Ecopetrol S.A. (2020). *Reporte Integrado De Gestión Sostenible 2020* (0 ed., Vol. 0).
- Elnenay, A. M. H., Nassef, E., Malash, G. F., & Magid, M. H. A. (2017). Treatment of drilling fluids wastewater by electrocoagulation. *Egyptian Journal of Petroleum*, 26(1), 203–208. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2016.03.005>
- Elnenay, A. M. H., Nassef, E., Malash, G. F., & Magid, M. H. A. (2017). Treatment of drilling fluids wastewater by electrocoagulation. *Egyptian Journal of Petroleum*, 26(1), 203–208. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2016.03.005>
- Fan, Y.-Y., Wang, G.-C., Fu, J.-H., & Zheng, X.-H. (2012). Bioremediation of waste drilling fluid: comparison of biostimulation and bioaugmentation. *Desalination and Water Treatment*, 48(1–3), 329–334. <https://doi.org/10.1080/19443994.2012.698838>
- Fan, Y.-Y., Wang, G.-C., Fu, J.-H., & Zheng, X.-H. (2012). Bioremediation of waste drilling fluid: comparison of biostimulation and bioaugmentation. *Desalination and Water Treatment*, 48(1–3), 329–334. <https://doi.org/10.1080/19443994.2012.698838>
- Fan, Y.-Y., Wang, G.-C., Fu, J.-H., & Zheng, X.-H. (2014). The Remediation of Waste Drilling Muds by a Combined Plant-microbe System. *Petroleum Science and Technology*, 32(17), 2086–2092. <https://doi.org/10.1080/10916466.2011.645101>
- Fan, Y.-Y., Wang, G.-C., Fu, J.-H., & Zheng, X.-H. (2014). The Remediation of Waste Drilling Muds by a Combined Plant-microbe System. *Petroleum Science and Technology*, 32(17), 2086–2092. <https://doi.org/10.1080/10916466.2011.645101>
- Gao X, Chang Y, Shi L, Li X, Zhao J, Sha B, Huang Z, Wang X (2019) Treatment of waste drilling mud by domesticated complex microbial flora. *Acta Microbiol Sin* 1:134–144. <https://doi.org/10.13343/j.cnki.wsxb.20180093>. (in Chinese)
- Hickenbottom, K. L., Hancock, N. T., Hutchings, N. R., Appleton, E. W., Beaudry, E. G., Xu, P., & Cath, T. Y. (2013). Forward osmosis treatment of drilling mud and fracturing wastewater from oil and gas operations. *Desalination*, 312, 60–66. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2012.05.037>
- IDEAM. (2018). *Estudio Nacional del Agua 2018* (0 ed., Vol. 0). Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales.
- Ideam. (2022). *ESTUDIO NACIONAL DEL AGUA 2022* (0 ed., Vol. 0).
- Ighilahriz, K., Ahmed, M. T., Djelal, H., & Maachi, R. (2014). Electrocoagulation and electro-oxidation treatment for the leachate of oil-drilling mud. *Desalination and Water Treatment*, 52(31–33), 5833–5839. <https://doi.org/10.1080/19443994.2013.811113>

- Ighilahriz, K., Ahmed, M. T., Djelal, H., & Maachi, R. (2014). Electrocoagulation and electro-oxidation treatment for the leachate of oil-drilling mud. *Desalination and Water Treatment*, 52(31–33), 5833–5839. <https://doi.org/10.1080/19443994.2013.811113>
- Imam, A., Suman, S. K., Ghosh, D., & Kanaujia, P. K. (2019). Analytical approaches used in monitoring the bioremediation of hydrocarbons in petroleum-contaminated soil and sludge. *TrAC Trends in Analytical Chemistry*, 118, 50–64. <https://doi.org/10.1016/j.trac.2019.05.023>
- International Desalination Association, & Wangnick Consulting GMBH. (2002). *2002 IDA Worldwide Desalting Plants Inventory: Worldwide Inventory of Land-based Desalting Plants Capable of Producing 100m³/unit Or More of Fresh Water Daily and Contracted, Delivered Or Under Construction as of December 31, 2001*.
- Jiang, G., Peng, S., Li, X., Yang, L., Soares, J. B. P., & Li, G. (2018). Preparation of amphoteric starch-based flocculants by reactive extrusion for removing useless solids from water-based drilling fluids. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 558, 343–350. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2018.08.077>
- Jing, Y., Wang, P., Yang, Q., & Wang, Q. (2022). Study on feasibility and mechanism of the subcritical oxidation of waste drilling mud. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 640, 128424. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2022.128424>
- Jing, Y., Wang, P., Yang, Q., & Wang, Q. (2022). Study on feasibility and mechanism of the subcritical oxidation of waste drilling mud. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 640, 128424. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2022.128424>
- Khanpour, R., Sheikhi-Kouhsar, M. R., Esmailzadeh, F., & Mowla, D. (2014). Removal of contaminants from polluted drilling mud using supercritical carbon dioxide extraction. *The Journal of Supercritical Fluids*, 88, 1–7. <https://doi.org/10.1016/j.supflu.2014.01.004>
- Khanpour, R., Sheikhi-Kouhsar, M. R., Esmailzadeh, F., & Mowla, D. (2014). Removal of contaminants from polluted drilling mud using supercritical carbon dioxide extraction. *The Journal of Supercritical Fluids*, 88, 1–7. <https://doi.org/10.1016/j.supflu.2014.01.004>
- Kurama, H., Poetzschke, J., & Haseneder, R. (2002). The application of membrane filtration for the removal of ammonium ions from potable water. *Water Research*, 36(11), 2905–2909. [https://doi.org/10.1016/S0043-1354\(01\)00531-0](https://doi.org/10.1016/S0043-1354(01)00531-0)
- Li, Y., Jiang, G., Dong, T., Li, X., & Yang, L. (2021). Construction of BiOBr_{0.5}Cl_{0.5} heterojunctions for photocatalytic treatment of waste drilling fluid in oilfield. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 814(1), 012007. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/814/1/012007>
- Li, Y., Jiang, G., Dong, T., Li, X., & Yang, L. (2021). Construction of BiOBr_{0.5}Cl_{0.5} heterojunctions for photocatalytic treatment of waste drilling fluid in oilfield. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 814(1), 012007. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/814/1/012007>

- Li, Z. Y., Xie, S., Jiang, G., Bao, M., Wang, Z., Huang, X., & Xu, F. (2015). Bioremediation of Offshore Oily Drilling Fluids. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 37(15), 1680–1687. <https://doi.org/10.1080/15567036.2011.633968>
- Liu Y, Lu Z, Liu Q, Zhu M, Liang J (2018) Preparation of immobilized microorganisms by modified straw and treatment of drilling mud. *Environ Prot Chem Indus* 38:343–348. <https://doi.org/10.3969/j.issn.1006-1878.2018.03.017>. (in Chinese)
- M. R. Chávarro Roa, E. S. A. (2015). Drilling Wastewater Post-Treatment by Reverse Osmosis Method. Discussion and Practical Results. *Society of Petroleum Engineers*, 1–7.
- M. R. Chávarro Roa, E. S. A. (2015). Drilling Wastewater Post-Treatment by Reverse Osmosis Method. Discussion and Practical Results. *Society of Petroleum Engineers*, 1–7.
- M., I., O. Igbuku, A. O., Oguns, O., & D., P. (2013). Emerging Trend in Natural Resource Utilization for Bioremediation of Oil — Based Drilling Wastes in Nigeria. In *Biodegradation - Engineering and Technology*. InTech. <https://doi.org/10.5772/56526>
- M'nif, A., Bouguecha, S., Hamrouni, B., & Dhabbi, M. (2007). Coupling of membrane processes for brackish water desalination. *Desalination*, 203(1–3), 331–336. <https://doi.org/10.1016/J.DESAL.2006.04.016>
- Marinello, S. A., Herbert, B. F., Lillo, H., Curtice, S., Stark, C. L., Redweick, R., Mohrbacher, J. D., & Rubin, M. (1995, October 22). Beneficial Reuse of Oilfield Waste Outside of the Oil and Gas Industry. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/30688-MS>
- Marinello, S. A., Herbert, B. F., Lillo, H., Curtice, S., Stark, C. L., Redweick, R., Mohrbacher, J. D., & Rubin, M. (1995, October 22). Beneficial Reuse of Oilfield Waste Outside of the Oil and Gas Industry. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/30688-MS>
- Mickley & Associates, E. R. T. (U. S.), Water Treatment Engineering and Research Group, & Water Desalination Research & Development Program (U.S.). (2006). *Membrane Concentrate Disposal : Practices and Regulation Número 123 de Desalination and Water Purification Research and Development Program report* (U.S. Department of the Interior, Bureau of Reclamation, Technical Service Center, & Water Treatment Engineering and Research Group, Eds.; 2nd ed., Vol. 0).
- Mokhalalati, T., Al-Suwaidi, A., & El-Fatah Hendi, A. (2000, October 13). Managing Onshore Drilling Wastes – Abu Dhabi Experience. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/87270-MS>
- Mokhalalati, T., Al-Suwaidi, A., & El-Fatah Hendi, A. (2000, October 13). Managing Onshore Drilling Wastes – Abu Dhabi Experience. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/87270-MS>
- Paulsen, J. E., Getliff, J., & Sørheim, R. (2004, March 29). Vermicomposting and Best Available Technique for Oily Drilling Waste Management in Environmentally Sensitive Areas. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/86730-MS>

- Paulsen, J. E., Getliff, J., & Sørheim, R. (2004, March 29). Vermicomposting and Best Available Technique for Oily Drilling Waste Management in Environmentally Sensitive Areas. All Days. <https://doi.org/10.2118/86730-MS>
- Pereira, L. B., Sad, C. M. S., Castro, E. V. R., Filgueiras, P. R., & Lacerda, V. (2022). Environmental impacts related to drilling fluid waste and treatment methods: A critical review. In *Fuel* (Vol. 310). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122301>
- Pereira, L. B., Sad, C. M. S., Castro, E. V. R., Filgueiras, P. R., & Lacerda, V. (2022). Environmental impacts related to drilling fluid waste and treatment methods: A critical review. In *Fuel* (Vol. 310). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122301>
- Pereira, L. B., Sad, C. M. S., da Silva, M., Corona, R. R. B., dos Santos, F. D., Gonçalves, G. R., Castro, E. V. R., Filgueiras, P. R., & Lacerda, V. (2019). Oil recovery from water-based drilling fluid waste. *Fuel*, 237, 335–343. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.10.007>
- Pereira, L. B., Sad, C. M. S., da Silva, M., Corona, R. R. B., dos Santos, F. D., Gonçalves, G. R., Castro, E. V. R., Filgueiras, P. R., & Lacerda, V. (2019). Oil recovery from water-based drilling fluid waste. *Fuel*, 237, 335–343. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.10.007>
- Prada Rojas, A. F. (2021). *REVISIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS PARA TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN PETROLERA PARA SU APROVECHAMIENTO EN EL RIEGO DE CULTIVOS*. FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA.
- Rivas Perez, R., & Sotomayor Moriano, J. (2014). Control Predictivo Generalizado de las Variables Críticas de una Unidad de Ósmosis Inversa. *Conference: XVI Congreso Latinoamericano de Control Automático "CLCA14,"* 0(0), 642–647.
- Rodriguez, R. S., & Soeder, D. J. (2015). Evolving water management practices in shale oil & gas development. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 10, 18–24. <https://doi.org/10.1016/J.JUOGR.2015.03.002>
- Rusjanto, J., Asmaradewi, G., Safitri, D., & Jatnika, A. (2011, November 15). Enhancing Bioremediation of Oily Waste by Bioaugmentation Method. *All Days*. <https://doi.org/10.2523/IPTC-15316-MS>
- Rusjanto, J., Asmaradewi, G., Safitri, D., & Jatnika, A. (2011, November 15). Enhancing Bioremediation of Oily Waste by Bioaugmentation Method. *All Days*. <https://doi.org/10.2523/IPTC-15316-MS>
- Tayab, M. R., Kashwani, G., Sandra, D. N., Ali, E. A., Mohammed, T. H., & Alhammami, M. A. (2018, April 16). An Integrated Approach to Manage Drilling Waste to Minimise Environmental Impacts. *Day 2 Tue, April 17, 2018*. <https://doi.org/10.2118/190609-MS>
- Tayab, M. R., Kashwani, G., Sandra, D. N., Ali, E. A., Mohammed, T. H., & Alhammami, M. A. (2018, April 16). An Integrated Approach to Manage Drilling Waste to Minimise Environmental Impacts. *Day 2 Tue, April 17, 2018*. <https://doi.org/10.2118/190609-MS>

- Tipos de membranas de filtración y posibles configuraciones* / Condorchem Enviro Solutions. (n.d.). Retrieved March 22, 2024, from <https://condorchem.com/es/blog/tratamiento-de-aguas-residuales-tipos-de-membranas-de-filtracion-y-posibles-configuraciones/>
- World Energy Outlook 2015 – Analysis* - IEA. (n.d.). Retrieved March 22, 2024, from <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2015>
- Xie, S., Ren, W., Qiao, C., Tong, K., Sun, J., Zhang, M., Liu, X., & Zhang, Z. (2018). An electrochemical adsorption method for the reuse of waste water-based drilling fluids. *Natural Gas Industry B*, 5(5), 508–512. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2018.03.005>
- Xie, S., Ren, W., Qiao, C., Tong, K., Sun, J., Zhang, M., Liu, X., & Zhang, Z. (2018). An electrochemical adsorption method for the reuse of waste water-based drilling fluids. *Natural Gas Industry B*, 5(5), 508–512. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2018.03.005>
- Yang, J., Sun, J., Wang, R., & Qu, Y. (2023). Treatment of drilling fluid waste during oil and gas drilling: a review. In *Environmental Science and Pollution Research* (Vol. 30, Issue 8, pp. 19662–19682). Springer Science and Business Media Deutschland GmbH. <https://doi.org/10.1007/s11356-022-25114-x>
- Yang, J., Sun, J., Wang, R., & Qu, Y. (2023). Treatment of drilling fluid waste during oil and gas drilling: a review. In *Environmental Science and Pollution Research* (Vol. 30, Issue 8, pp. 19662–19682). Springer Science and Business Media Deutschland GmbH. <https://doi.org/10.1007/s11356-022-25114-x>
- Zhang T, Li N, Zhao D, Su L (2012) An experimental study of waste drilling fluids treated by the combination of sonication and ozonation. *Nat Gas Ind* 32:108–112. <https://doi.org/10.3787/j.issn.1000-0976.2012.08.024>. (in Chinese)
- Zhang, Y., Miao, Z., & Zou, J. (2015). A new cation-modified <sc>A</sc> l-polyacrylamide flocculant for solid–liquid separation in waste drilling fluid. *Journal of Applied Polymer Science*, 132(11). <https://doi.org/10.1002/app.41641>
- Zhang, Y., Miao, Z., & Zou, J. (2015). A new cation-modified <sc>A</sc> l-polyacrylamide flocculant for solid–liquid separation in waste drilling fluid. *Journal of Applied Polymer Science*, 132(11). <https://doi.org/10.1002/app.41641>
- Zou, C., Liang, M., Chen, X., & Yan, X. (2014). β -Cyclodextrin modified cationic acrylamide polymers for flocculating waste drilling fluids. *Journal of Applied Polymer Science*, 131(9). <https://doi.org/10.1002/app.40197>
- Zou, C., Liang, M., Chen, X., & Yan, X. (2014). β -Cyclodextrin modified cationic acrylamide polymers for flocculating waste drilling fluids. *Journal of Applied Polymer Science*, 131(9). <https://doi.org/10.1002/app.40197>
- Zou, J., Zhu, H., Wang, F., Sui, H., & Fan, J. (2011). Preparation of a new inorganic–organic composite flocculant used in solid–liquid separation for waste drilling fluid. *Chemical Engineering Journal*, 171(1), 350–356. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2011.03.100>

Zou, J., Zhu, H., Wang, F., Sui, H., & Fan, J. (2011). Preparation of a new inorganic–organic composite flocculant used in solid–liquid separation for waste drilling fluid. *Chemical Engineering Journal*, 171(1), 350–356. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2011.03.100>