

**CARACTERIZACIÓN E INVESTIGACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA EL
USO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN PETROLERA EN RIEGO DE CULTIVOS**

JOHN ALEJANDRO DÁVILA PUENTES

**PROYECTO INTEGRAL DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE
ESPECIALISTA EN GESTIÓN AMBIENTAL**

DIRECTOR

DIANA CAROLINA GARZÓN VELASCO

MSC. GESTIÓN AMBIENTAL Y ENERGÉTICA DE LAS ORGANIZACIONES

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

FACULTAD DE INGENIERÍAS

PROGRAMA DE ESPECIALIZACIÓN EN GESTIÓN AMBIENTAL

BOGOTÁ D.C

2024

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma del director

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García-Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime Posada García-Peña

Vicerrectora Académica

Dra. María Fernanda Vega de Mendoza

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Vicerrectora de Investigaciones y Extensión

Dra. Susan Margarita Benavides Trujillo

Secretario general

Dr. José Luis Macías Rodríguez

Decano Facultad de Ingenierías

Dr. Naliny Patricia Guerra Prieto,

Directora de programa

Ing. Nubia Liliana Becerra Ospina

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

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	8
INTRODUCCIÓN	9
1. ANTECEDENTES	12
2. OBJETIVOS	15
2.1 Objetivo general	15
2.2 Objetivos específicos	15
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	16
4. MARCO TEÓRICO	19
4.1 Origen de los hidrocarburos	19
4.2 Inicio de producción	21
4.3 Agua de producción	22
4.4 Ciclo del agua de producción	23
4.5 Análisis del agua producida	23
4.6 Generación de problemas ambientales	24
5. DISEÑO METODOLOGÍCO	26
6. RESULTADO	27
6.1 Características fisicoquímicas el agua de producción petrolera	27
6.2 Análisis del tratamiento aguas de producción comprobando su viabilidad de uso	28
6.3 Tratamientos y requisitos del agua	32
6.4 Análisis comparativo entre agua de producción y agua para riego de cultivos	35
6.5 Caracterización agua de producción	36
6.6 Calidad del riego de agua	38
7. TRATAMIENTOS DE AGUAS DE PRODUCCIÓN	40

7.1	Proceso de separación térmica	40
7.2	Hidrociclones	41
7.3	Multistage flash distillation (MSF)	41
7.4	Miltieffect	41
7.5	Destilación por compresión de vapor (VCD)	42
7.6	Filtración por membrana	42
7.7	Microfiltración (MF)	43
7.8	Nanofiltración (NF)	43
7.9	Osmosis inversa (OI)	44
7.10	Electrodialisis y electrodialisis inversa (ED/EI)	44
7.11	Macro-porous polymer extraction technology	45
7.12	Intercambio iónico (II)	45
7.13	Humedales artificiales (HA)	46
8.	ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE AGUA DE PRODUCCIÓN Y AGUA DE RIEGO PARA CULTIVOS	55
8.1	Agua de producción petrolera	55
8.2	Impactos ambientales	55
8.3	Aplicaciones potenciales en agricultura	55
9.	JUSTIFICACIÓN E IMPACTO	57
10.	CONCLUSIONES	59
	REFERENCIAS	60

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 <i>Resumen de los componentes primarios y sus concentraciones encontradas en el agua de producción.</i>	28
Tabla 2 <i>Parámetros normales para el análisis del fluido de riego</i>	30
Tabla 3 <i>Caracterización del agua de producción del campo chichimene</i>	35
Tabla 4 <i>Cuadro comparativo entre las características del agua de producción y características del agua para riego de cultivo basado en datos del campo chichimene</i>	36
Tabla 5 <i>Cuadro comparativo entre las ventajas y desventajas de los métodos de tratamiento de aguas de producción petrolera con características del agua de producción basada en datos del campo Chichimene</i>	46

RESUMEN

Esta investigación se realizó a través de la revisión de nuevas tecnologías para cumplir el mejor proceso para su uso y cumplimiento de aguas de producción petrolera para uso en riego de cultivos donde principalmente se requiere obtener las mejores tecnologías para el fluido saliente de los yacimientos convencionales sea utilizada en el riego de cultivos determinando unos parámetro para el riego correcto de aguas de producción, los cuales fueron el pH, la salinidad, toxicidad por iones, grasas y sólidos en suspensión y la alcalinidad, entre otros (Rojas, 2021).

La composición de estas aguas de producción que se extraen de los yacimientos sale mezclada con aguas de producción que tienen grasas y sólidos en suspensión más los químicos inyectados al yacimiento, en Colombia por cada barril producido se generan 13 barriles de agua, estas aguas deben ser tratadas y reinyectadas a la formación para tener el mejor desplazamiento del fluido en el yacimiento aumentando el recobro mejorado donde se mantiene la presión del yacimiento (Ortega, 2019).

Por otra parte, los fluidos producidos desde el yacimiento se analizan los principales químicos que contiene del agua de producción que es una preocupación importante a nivel mundial nos hace desarrollar nuevas alternativas para el uso adecuado de los acuíferos del yacimiento diferente al recobro secundario (Rojas, 2021).

Esta gestión para el buen tratamiento y práctica del riego se basa en la escogencia del mejor proyecto acompañado de la mejor viabilidad económica implementando una buena infraestructura conociendo que en el riego de cultivos se maneja bastante agua evitando las problemáticas de la gestión del agua. (Ortega, 2019)

Palabras claves: Potabilización, Tratamiento agua, agua de producción, plantas de tratamiento, riego, cultivos, industria petrolera, salinidad.

INTRODUCCIÓN

Sabemos que en los yacimientos de petróleo son la mayor fuente de extracción donde el fluido más producido es el agua de producción proveniente de los acuíferos que aportan energía al yacimiento. Esta agua de producción se compone de diferentes minerales encontrados en la tierra junto con algunos elementos que pueda transmitir el crudo que está en contacto con el agua estos compuestos orgánicos e inorgánicos son principalmente minerales de aceite, solidos en suspensión de azufre, y sales (Ortega, 2019).

Estos yacimientos de petróleo son áreas subterráneas donde el petróleo se acumula en rocas porosas como areniscas o calizas. Estas rocas, llamadas rocas almacén, tienen la capacidad de almacenar grandes cantidades de petróleo debido a sus espacios porosos interconectados que permiten la acumulación y el flujo del petróleo. El petróleo, compuesto principalmente por hidrocarburos líquidos, se forma a partir de la descomposición de materia orgánica a lo largo de millones de años y se acumula en estas rocas debido a la presión y la migración desde las rocas madre hacia las rocas almacén. (Agrawal, 2011).

Los yacimientos de petróleo se encuentran en diferentes tipos de estructuras geológicas, como anticlinales, pliegues, fallas, y también pueden existir en formaciones de roca porosa como arena y piedra caliza. La exploración y explotación de estos yacimientos son actividades clave en la industria petrolera, que utiliza diversas técnicas, como la perforación de pozos, para extraer el petróleo de estas reservas subterráneas. (Agrawal, 2011)

Estas sales provenientes de las formaciones petrolíferas encontradas en las rocas reservorio que tienen gas y fluidos en contacto durante la generación de hidrocarburos los organismos de materia que provienen de ambientes marinos que se filtran en el agua de producción que junto con la presión y la temperatura del yacimiento acorde a que continua la generación en los alrededores del acuífero (Ortega, 2019).

Con esta agua de producción que se mueve mediante por el yacimiento tarde o temprano terminará en el pozo y será producida por esto en superficie se tienen equipos para los tratamientos básicos que ayudan a cumplir con la norma para el recobro mejorado de 0,5 de sedimentos y grasas en el agua (Rojas, 2021).

Las aguas de formación petrolera son aguas salinas que se encuentran en las formaciones geológicas subterráneas donde se extrae petróleo y gas. Estas aguas suelen contener altas concentraciones de sales, minerales y a menudo pueden contener hidrocarburos disueltos. Se originan a partir de diversas fuentes, como la mezcla de agua originalmente presente en la roca madre, agua de mar antigua, agua de lluvia infiltrada o agua proveniente de capas acuíferas adyacentes. (Hussain, 2005)

Estas aguas son colectadas durante la extracción de petróleo y gas como subproducto de la producción. Las aguas de formación son significativas en la industria petrolera ya que su manejo adecuado es crucial para la producción, ya que pueden afectar la productividad del yacimiento y presentar desafíos ambientales y de tratamiento debido a su contenido de sales, metales pesados y compuestos orgánicos disueltos. (Hussain, 2005)

Estas aguas de formación generan diferentes retos ambientales ya que contienen un alto contenido de químicos y sales por lo que se deben generar nuevas implementaciones para que esta agua de producción no sea solo utilizada en el recobro mejorado de petróleo si no que podamos utilizar para el riego de diferentes cultivos a través de tratamientos de separación térmica hidrociclones y más que se investigarán para dar solución donde muchos de estos procesos de eliminación de residuos ya existen pero deben ser mejorados ya que en Colombia es prioridad mantener la calidad de los ecosistemas (Rojas, 2021).

Donde el uso de aguas de producción petrolera para riego agrícola es una práctica que plantea desafíos considerables debido a la presencia potencial de contaminantes como hidrocarburos, metales pesados, sales y otros compuestos químicos que podrían afectar negativamente la calidad del suelo y la salud de los cultivos, las aguas de producción petrolera suelen requerir tratamientos avanzados para reducir la concentración de contaminantes a niveles seguros antes de su uso en la agricultura. (Palmieri, 2018).

Sin embargo, incluso después de los tratamientos, estas aguas pueden contener residuos de compuestos químicos que podrían tener efectos adversos en el crecimiento de las plantas y la calidad de los cultivos. La literatura científica ha investigado los efectos del riego con aguas de producción petrolera en la agricultura, evaluando su impacto en la salud de las plantas, la acumulación de contaminantes en los cultivos y el impacto ambiental. Estos estudios suelen enfocarse en la evaluación de los niveles de contaminación residual, los efectos en el suelo y la

calidad de los cultivos, así como las posibles medidas para minimizar los riesgos asociados con el uso de estas aguas en la agricultura. (Palmieri, 2018).

1. ANTECEDENTES

Históricamente el tratamiento de aguas de producción se basa en la extracción del crudo inicial junto a los sólidos en suspensión donde se usan nuevas tecnologías de separación siendo una de ellas el tratamiento cuando el agua de yacimiento llega superficie ya que por cada barril de petróleo se producen entre tres y cinco barriles de petróleo, esta agua es tratada teniendo como principal índice de remoción el aceite donde se deben bajar los componentes químicos a menos de un 5% de ppm utilizando métodos como la desalinización, para otros casos como es la remoción de aceite (Ortega, 2019).

El uso de aguas petroleras en la agricultura ha sido un tema de investigación y debate debido a los posibles riesgos asociados con la presencia de contaminantes en estas aguas. Los antecedentes de este tema se encuentran en una serie de estudios que han evaluado los efectos del riego con aguas de producción petrolera en los cultivos, el suelo y el entorno, estos antecedentes comprenden investigaciones que han examinado la presencia de contaminantes como hidrocarburos, metales pesados y otros compuestos químicos en las aguas de producción petrolera, así como su impacto en la salud de las plantas, la calidad del suelo y la seguridad alimentaria. (Jiang, 2020).

La literatura científica ha proporcionado información sobre los métodos de tratamiento de aguas petroleras para reducir la concentración de contaminantes y los posibles efectos residuales en los cultivos. Los estudios han evaluado la absorción de contaminantes por las plantas, la acumulación en los tejidos vegetales y los efectos en la calidad y seguridad de los productos agrícolas. (Jiang, 2020).

Donde se utiliza principalmente los procesos de separación por gravedad, extracción por solventes, tratamientos biológicos o tecnologías avanzadas como extracción hidrociclón, adsorción, centrifugadora, flotación por gas y como tratamiento final un filtro con cascaras de nuez. Esto seguido de la disposición del yacimiento junto con el bombeo de los pozos de inyección (Ortega, 2019).

Para esto podemos entrar a saber más sobre estos procesos, primeramente, debemos conocer que Separación por gravedad donde este método es uno de los más antiguos y básicos para separar el petróleo del agua. Se basa en la diferencia de densidades entre el agua y el petróleo. El agua y el petróleo se dejan en reposo en tanques de sedimentación, lo que permite que el petróleo flote mientras que el agua se acumula en la parte inferior. Los tanques de separación gravitatoria pueden

ser simples o complejos según la escala de la operación. Este método no elimina todos los hidrocarburos, por lo que a menudo se usa en combinación con otros tratamientos (James H. Gary, 1984).

Por otra parte, tenemos la extracción por solventes que es una técnica implica el uso de solventes para separar los hidrocarburos del agua. Los solventes seleccionados tienen una afinidad por los hidrocarburos, lo que les permite extraerlos del agua. Este método puede ser efectivo para la extracción de ciertos tipos de hidrocarburos, pero puede requerir un manejo cuidadoso debido a la toxicidad de algunos solventes y la necesidad de una disposición adecuada de los residuos (Syed Imtiazuddin, 2011).

También tenemos los tratamientos biológicos que implican el uso de microorganismos (bacterias, hongos, etc.) para degradar los contaminantes orgánicos presentes en las aguas petroleras. Los microorganismos descomponen los hidrocarburos en productos más simples como dióxido de carbono y agua. Este enfoque es más sostenible y puede ser efectivo para reducir la carga de contaminantes, pero puede requerir condiciones específicas de pH, temperatura y nutrientes para ser eficaz (Spellman, 2012).

Es de saber que el enfoque que tenemos en el proyecto es de las tecnologías avanzadas que es donde vamos a explicar que estas tecnologías incluyen métodos más modernos y sofisticados, como la ósmosis inversa, la electrocoagulación, la fotocatalisis y la nanofiltración. La ósmosis inversa, por ejemplo, utiliza membranas semipermeables para eliminar compuestos no deseados del agua, mientras que la fotocatalisis hace uso de la luz para descomponer contaminantes. Estos métodos suelen ser más costosos, pero pueden ser altamente efectivos en la eliminación de contaminantes específicos (Faisal I. Hai, 2016).

Anteriormente se hizo un proyecto base en los campos petroleros del campo Chichimene donde el agua de producción es tratada y reinyectada en la misma formación para mantener la presión de yacimiento y aumentar su recuperación primaria, esta agua también es llevada a pozos de disposición cuando ya se cuenta con mucha agua en superficie lo cual no era muy bien aprovechada (Ardila, 2018).

Las aguas producidas en los yacimientos de Chichimene contenían un contenido bajo de sales y no contienen elementos radioactivos, con estas condiciones hace que sea más fácil el tratamiento con los diferentes equipos y se puedan usar en productividad en los predios rurales (Ardila, 2018).

Investigando en diferentes campos del país de producción de petróleos, se hizo un proyecto con otra metodología donde se evaluaban las características del agua de producción de los campos Castilla y Apiay, primeramente, en el proyecto se hizo una prueba experimental donde se controlaban a través de invernáculos y lotes de pasto donde se evaluaba los efectos del agua de producción tratada con cascaras de nuez en el riego de caña y pasto elefante. (Manrique & Penagos, 2020)

También se evaluaba el impacto en el crecimiento del ganado vacuno, en la segunda etapa se desarrolló en el campo de agro energía ubicado en Acacías Meta donde se observaron los resultados experimentales, donde estas pruebas fueron diseñadas con un patrón de producción forestal donde se fueron evaluando los diferentes resultados con el agua de producción monitoreando constantemente haciendo pruebas físicas químicas y biológicas del suelo donde se analizó el efecto del cambio para el cultivo mirando si hubo abundancia con el riego de estas aguas de producción tratadas (Manrique & Penagos, 2020).

Estos proyectos anteriormente mencionados dan viabilidad para usar nuevas tecnologías para el tratamiento de las diferentes aguas de producción para darles un uso más adecuado y poder garantizar el uso del agua como vital para el consumo humano (Jiang, 2020)

2. OBJETIVOS

2.1 Objetivo general

Examinar las tecnologías de tratamiento de aguas residuales utilizadas en el proceso de extracción de hidrocarburos, con el propósito de determinar su viabilidad para el aprovechamiento del efluente como recurso de riego en cultivos.

2.2 Objetivos específicos

- Obtener bibliográficamente las principales características fisicoquímicas del fluido obtenido del yacimiento.
- Conocer el mejor tratamiento de los fluidos del yacimiento identificando los diferentes tratamientos y proyectados en hidrocarburos junto con la característica del fluido posterior al tratamiento.
- Realizar un análisis comparativo entre el agua requerida para los cultivos y el fluido producción posterior al tratamiento para validar la viabilidad de uso.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El crecimiento de la población humana y el cambio climático aumentando la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) y por otro lado está la intensificación de la agricultura ejerciendo una fuerte presión sobre los principales recursos no renovables del mundo, el suelo y el agua. Que por lo tanto se plantean un gran desafío para producir alimentos suficientes donde deben satisfacer la demanda actual de alimentos (Ardila, 2018).

Para esto se debe tener en cuenta que estos compuestos pueden bioacumularse progresivamente en la cadena alimenticia y para la cual casi no existen mecanismos suficientes de eliminación en los organismos vivos (Rojas, 2021).

Por eso se debe analizar la calidad del fluido de producción debe ser analizada de manera prioritaria con los siguientes parámetros donde se mide el pH, la alcalinidad y las sales solubles, ya que de no analizarse bien el fluido obtenido del yacimiento puede generar en el cultivo un daño que va directamente a las raíces interfiriendo en la absorción de agua y de nutrientes en el cultivo, incluyendo las sales que pueden quedar en el agua de formación pueden afectar en parte de la planta generando quemadura en los bordes (Ardila, 2018).

Donde como resultado de las tecnologías implementadas de separación para eliminar la mayor cantidad de compuestos del fluido obtenido en el yacimiento ya que esta agua no es de calidad adecuada para remplazar la toma de agua dulce, llevando a cabo investigación de nuevas tecnologías de tratamiento a el agua de producción. (Ortega, 2019)

Se debe entender que este fluido de yacimiento es un subproducto generado a través de la producción de petróleo y es muy difícil de utilizar en superficie ya que en algunos casos llega a presentar usos restringidos por su calidad por sus diferentes compuestos químicos (Ortega, 2019).

Por lo cual esta agua al finalizar debe volver a pozos de disposición lo cual no tiene un uso vital para la población por lo que se plantea usar esta agua sobrante del proceso para el riego de cultivos para sacar el mayor provecho posible, para eso se debe hacer un tratamiento a el agua sacada en producción determinando las siguientes características como “son los iones inorgánicos, radioisótopos, metales, sólidos en suspensión, químicos agregados e hidrocarburos en el petróleo” (Ardila, 2018).

Para esto debemos tener en cuenta que la inyección de agua es un proceso de recobro secundario, aplicado para mantener la presión del yacimiento y/o para desplazar el petróleo remanente en la formación, donde este método es dominante entre los métodos de inyección de fluidos y se usa para aumentar el nivel actual de los ritmos en la producción y en las reservas en el mundo donde su popularidad se explica por la disponibilidad general de agua (acuíferos infinitos), y la relativa facilidad con la que se inyecta debido a la carga hidrostática que se logra en el pozo de inyección ya que el agua se transporta a través de la formación y su eficiencia del agua para el desplazamiento de aceite (Minas, 2020).

Es de saber que de primera mano los químicos que se han inyectado en el pozo cuando se agregan para dar solución a los problemas operativos ayudando a la separación de los diferentes fluidos como lo son el agua, petróleo, gas y para la prevención de corrosión de tuberías y formación de hidratos de metano en el sistema de producción de gas (Ortega, 2019).

Para estos casos la industria del petróleo está recibiendo gran atención en el mundo creando conciencia por la preocupación y la presión de los gobiernos, donde el inadecuado manejo del agua de producción en la industria del petróleo puede acarrear riesgos ambientales debido al contenido de grasas y aceites, metales pesados como el cadmio, plomo, estroncio, cromo, mercurio y otros gases disueltos (Ardila, 2018).

Estos procesos químicos varían según el sistema de producción y se dividen en 3 como lo son: productos químicos de procesamiento de gas, simulación y Workover y químicos que ayudan durante la producción como incrustaciones, corrosión, biocidas, productos químicos para el tratamiento de agua como floculantes y antiespumantes, rompe emulsiones, rompe emulsiones inversas y coagulantes, que se utilizan en la recuperación y bombeo de hidrocarburos (Ardila, 2018).

Muchos de estos productos químicos son más solubles en el petróleo que en el agua de producción, estos productos químicos de tratamiento se inyectan en el pozo para resolver problemas específicos logrando disminuir los problemas de hidrocarburo saliente de los pozos petroleros, esto si no se demuestra la necesidad incluyendo problemas ambientales si los productos químicos de tratamiento más tóxicos no son tratados con el debido tratamiento posible (Guía Ambiental de ARPEL, 2020).

Por lo cual, para dar desarrollo al presente proyecto, es importante conocer y analizar las condiciones del recurso hídrico encontrados en los acuíferos en fondo o para el caso petrolero denominado yacimiento. (Castro et al., 2014)

Entendiendo de raíz el problema, es necesario conocer los patrones hídricos de la zona, debido a que, en algunas épocas del año, como por ejemplo los tiempos de sequía, será más necesario el uso de los fluidos subterráneas para los riegos, que en temporada de lluvias. Por ende, bajo el conocimiento de estos patrones se deberá manejar planes de contingencia o desvío de las corrientes de aguas tratadas, con el fin de proponer usar nuevas tecnologías para minimizar los químicos del agua producida para ser reutilizada en el riego de los diferentes cultivos (Rojas, 2021).

4. MARCO TEÓRICO

4.1 Origen de los hidrocarburos

Los hidrocarburos son sustancias que se forman por derivados de materia orgánica cuya composición se basa en la mezcla de hidrogeno y compuestos de carbón que se están en un estado gaseoso, liquido o sólido, esta materia orgánica se obtenida a través de plantas microscópicas y animales que se depositaron en las diferentes capas o sedimentos, bajo condiciones bajas de hidrogeno. Estas sustancias químicas son generadas a través de unos procesos de presión y temperatura que son fundamentales en combustibles y productos cotidianos, se explorarán mediante un diagrama de flujo. (Minas, 2020)

Este visual guiará a través de las etapas clave de producción, refinación y aplicación de los hidrocarburos. Explicando cómo átomos de carbono e hidrógeno se combinan, revelando la complejidad de estos compuestos esenciales en nuestra sociedad. Estos hidrocarburos los cuales son la mayor preocupación ambiental ya que el contacto agua petróleo hace que el agua connata tenga mayores sustancias químicas, estos hidrocarburos se clasifican en dos grupos: los saturados y los aromáticos (Minas, 2020).

La solubilidad del hidrocarburo disminuye a través que aumenta su peso molecular y los aromáticos son más solubles con el agua que los hidrocarburos encontrados en el mismo peso y esto hace que se vean de manera disuelta como dispersa (Rojas, 2021).

Este hidrocarburo a través de un tiempo considerable se entrapa en las diferentes formaciones aun sabiendo que las cantidades de petróleo es extremadamente pequeña con el volumen total de la roca petrolífera ya que la compresión continua de estas rocas petrolíferas origina temperaturas y presiones suficientes para causar la migración del petróleo y gas desde las rocas permeables y porosas. esta concentración da como obtención de la segregación de gravedad entre el agua y el hidrocarburo que es desplazado por el agua de los acuíferos manteniéndose en contacto y siendo presionado por la misma (Ardila, 2018).

Ya con esta explicación sobre el origen de los hidrocarburos y su proceso de formación adjuntaremos el diagrama de flujo explicando el proceso de formación más detallado.

Figura 1.

Diagrama de flujo del proceso de formación de hidrocarburos

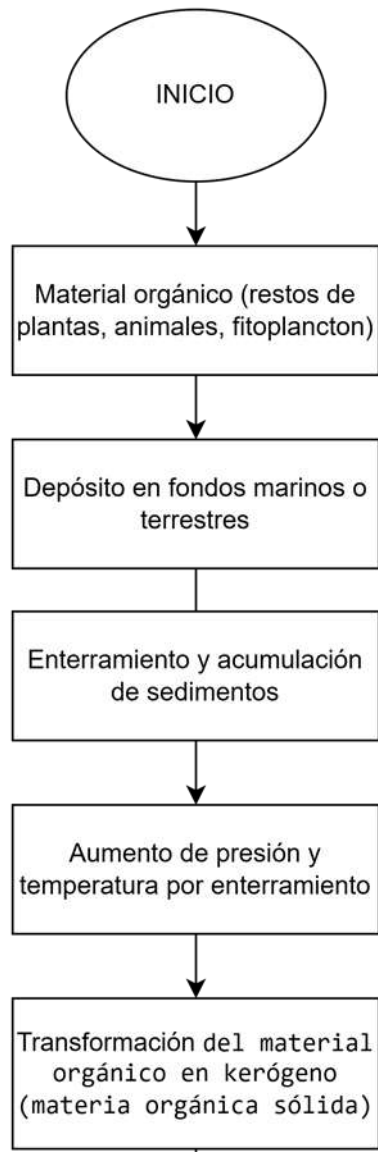
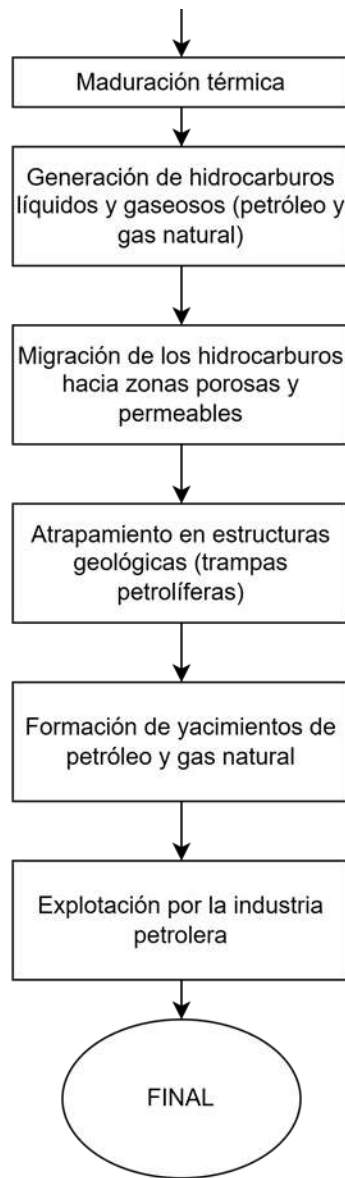


Figura 1. (Continuación)



Nota. Esta figura representa un proceso de mezclas de material orgánico que a diferentes presiones y temperatura forman los querógenos que al estar sepultado a diferentes temperaturas y presiones con el pasar del tiempo se convierten en Petróleo.

4.2 Inicio de producción

El inicio de la producción de petróleo y gas genera agua de formación desde el inicio de la explotación del yacimiento, donde al transcurrir el tiempo los hidrocarburos generados por la roca madre migran a través de rocas almacenadoras que con sus poros actúan como conducto migratorio para el petróleo y gas (Minas, 2020).

Esta migración primaria va incrementando desde la roca madre hacia el fondo del reservorio que proviene de un acuífero ubicado en una formación geológica subterránea compuesta de grava, arena o piedra porosa, donde estos estratos de la cuenca de saturación proporcionan agua bastante cantidad donde las condiciones geológicas e hidrológicas determinan su funcionamiento, por otra parte la migración secundaria es el movimiento subsiguiente a través del reservorio portador hasta el punto de acumulación y concentración de los hidrocarburos, por esto los hidrocarburos fluirán migraran a través de los poros de la roca. Las trampas requieren un depósito o roca almacenadora con buena permeabilidad porosidad y roca sello (rocas no porosas e impermeables) que constituyen buenos sellos como lo son la sal o las lutitas (Ardila, 2018).

Ya conociendo como es el proceso de entrapamiento del petróleo seguimos con las operaciones de producción donde obtenemos las ganancias con el petróleo y el gas donde se comienza a través de la exploración y perforación del yacimiento donde a través de estos tiempos el yacimiento se va desarrollando pero también perdiendo su energía por esto se tiende a usar el agua de producción para mantener la energía del yacimiento ya que la producción depende de que los fluidos que ingresan al pozo puedan fluir a superficie donde son procesados, separados y transportados en el mercado (Minas, 2020).

Por siguiente, la relación agua-petróleo aumenta al trascurrir el tiempo de producción, eventualmente esta agua que se mueve en el yacimiento llegara a superficie para ser tratada y enviada a pozos de disposición que serán cerrados temporalmente. (Castro et al., 2014).

4.3 Agua de producción

El agua de producción en la industria petrolera es el agua obtenida (agua connata) a través de los pozos de petróleo y gas, que se encuentran en las formaciones geológicas donde es producida durante la extracción del hidrocarburo a superficie donde el agua viene de acuíferos de la formación de interés (agua intrusiva). Esta agua también es conocida como salmuera o agua salada, donde está casi siempre es la mayor fuente de desaprovechamiento del pozo de producción ya que esta agua es afectada por el petróleo aun sabiendo que se produce seis veces más que el hidrocarburo, aunque al principio esta agua de producción es mínima hasta de 0,5% de BS&W (Rojas, 2021).

A medida que el agua de yacimiento llega a alcanzar la superficie se debe tratar con equipos en superficie ya que con este proceso se disolverán todos los químicos, grasas y compuestos

inorgánicos ya que esta agua connata estuvo en contacto con el petróleo durante cientos de millones de años, con este método de eliminación se requiere emplear creando un análisis profundo para determinar el método de eliminación para realizar en todas las aguas de producción (Minas, 2020).

4.4 Ciclo del agua de producción

El inicio del ciclo de agua de producción comienza desde el origen de la exploración del hidrocarburo hasta el abandono del pozo, esta agua de producción es obtenida a través de los acuíferos. Esta agua debe ser tratada con los diferentes equipos en superficie y luego debe ser enviada por los pozos inyectores que son utilizados para mantener la presión del yacimiento, esta agua puede ser producida a muy altas cantidades que a veces debe ser enviada a pozos de disposición (Hirschfeldt, 2015).

4.5 Análisis del agua producida

El agua obtenida de la producción viene mezclada con diferentes químicos y grasas que deben ser analizadas en laboratorio por el contenido mineral disuelto, ya que durante cientos de años el agua de formación y el petróleo con el gas han estado compartiendo durante años en el yacimiento teniendo contacto con diversas formaciones rocosas compartidas con diferentes compuestos (Ortega, 2019).

Ya que el análisis de los fluidos generados que son llevados a un laboratorio por químicos y analistas expertos que obtienen la capacidad de realizar mediciones muy exactas en las muestras de los núcleos en fondo recibidas. Lamentablemente, algunas propiedades del agua pueden cambiar rápidamente después del muestreo en el análisis del pH, la temperatura, los sólidos en suspensión, el contenido de gas disuelto, para el análisis completo se involucra mediciones tanto yacimiento como lo son los núcleos sacados en fondo y muestras de laboratorio (Ardila, 2018).

Para esto es necesario tener conocimiento de los diferentes componentes del sistema de agua producida ya que es de mayor importancia para los métodos de separación de químicos y grasas. Para proceder a utilizar los métodos analíticos que típicamente se utilizan para medir las concentraciones de los componentes, Por lo tanto, estas aguas deben ser tratadas con un método de eliminación (Minas, 2020).

4.6 Generación de problemas ambientales

El agua producida suele tener cantidades de sales y gas disueltos por el contacto de miles de años estos gases son el H₂S, CO y CO₂, también puede tener composiciones de metales pesados con posible nivel de radiación en el estroncio y el radio, con esto por lo general antes del tratamiento de agua producida esta contiene petróleo aun en su composición molecular que generalmente no son para consumo humano (Rojas, 2021).

Esta agua es relativamente clara y es difícil de distinguir con otras aguas ya que la gran mayoría de los acuíferos son alimentados por filtración de superficie y son muy susceptibles a la contaminación por otros fluidos. Los estándares para el agua potable permiten hasta 250 miligramos por litro de sodio, 250 miligramos por litro de cloruros y un total de sólidos disueltos de 500 miligramos por litro. Los niveles superiores mencionados para el agua potable se deben seguir considerablemente alrededor de 100 miligramos por litro. El sodio en particular afecta negativamente la calidad del agua especialmente ya que promueve la acumulación excesiva de sales y produce daño conforme se evapora el agua. En cambio, el sodio en combinación con los sulfatos también causa problemas de salud (Hirschfeldt, 2015).

Estos problemas ambientales son generados por el agua producida mal tratada ya que esta agua cuenta con partículas de petróleo que pueden estar suspendidas o emulsificadas y no son muy fáciles para la separación de su materia prima, lo cual genera un riesgo de agua radioactiva lo cual genera que no pueda ser utilizada para el consumo humano ni siquiera para producir los lodos de perforación, por esto se utilizan métodos de filtración como lo son las cascaras de nuez para lograr recuperar la mayor parte de hidrocarburos en el agua y sólidos totales (Rojas, 2021).

Por consecuencia uno de los parámetros a verificar para la carga contaminante dentro de nuestra agua de producción es la demanda biológica de oxígeno (DBO) y la demanda química de oxígeno (DQO) más los sólidos suspendidos, grasas totales, hidrocarburos totales, y otros componentes que se puedan encontrar en el yacimiento (Rojas, 2021).

Donde la demanda química del oxígeno es una medida que obtiene el porcentaje de oxígeno consumido en un litro de la solución dando así el porcentaje en fracción de los Hidrocarburos totales, por otra parte, la demanda de oxígeno mide bacterias comunes en la materia orgánica que son difíciles para eliminar del agua de producción (Ortega, 2019).

Para este caso en los pozos de yacimiento en el campo Chichimene tiene un 13% de demanda biológica de oxígeno que está representado como el total de hidrocarburos o derivados del petróleo en solución y un 27% de demanda química de oxígeno por la generación de los hidrocarburos de las industrias petroleras, el 11% proviene en la carga de los sólidos totales (Rojas, 2021).

5. DISEÑO METODOLÓGICO

La presente investigación se realizó bajo una metodología cualitativa descriptiva por medio de la indagación, consulta, organización y recopilación de datos referentes a la temática escogida.

Para el cumplimiento de cada uno de los objetivos, se planteó el desarrollo de cada uno por medio de 3 etapas generales descritas a continuación:

- **Etapas 1**

Se realizó la recopilación bibliográfica y casuística de las principales características fisicoquímicas del fluido del yacimiento dentro de la información compilada, se relacionó información de parámetros generales, como de caracterizaciones puntuales de aguas de yacimiento con ubicación y temporalidad específica.

- **Etapas 2**

Se realizó la consulta de los diferentes tipos de operaciones utilizados y sugeridos para el tratamiento de las aguas residuales del proceso. Esta consulta se realizó con apoyo de bases de datos como ScienceDirect, Scopus, Scielo y documentos físicos especializados en tratamiento de agua residual, donde se identificaron los tratamientos ideales y comúnmente utilizados para la remoción de los contaminantes en este tipo de aguas.

- **Etapas 3**

Se consultaron los requerimientos exigidos para el riego de cultivos a nivel nacional y se evaluó teniendo en cuenta los tratamientos consultados y las caracterizaciones de los fluidos de yacimientos la viabilidad de usar el agua de yacimiento, posterior a su tratamiento, en riego de cultivos.

6. RESULTADO

6.1 Características fisicoquímicas el agua de producción petrolera

Es de conocer que para la implementación del proyecto es de bastante importancia conocer las características y componentes del agua de producción junto al agua que se utiliza en el riego de los cultivos, con estos componentes ya vistos se puede realizar el análisis de a qué condiciones debe quedar nuestra agua de cultivos y realizar el procedimiento más correcto para reducir las grasas sales e hidrocarburos totales en el agua de producción (Ortega, 2019).

Es de saber que el agua de producción contiene diferentes componentes inorgánicos que se asimilan con el agua de mar la cual es fuente de sodio y cloruro, pero se sabe que esta agua de formación contiene mucha más cantidad de concentraciones de solidos que el agua de mar (Rojas, 2021).

El agua de producción petrolera, un subproducto inevitable en la extracción de petróleo, es un tesoro de información sobre la composición química de los yacimientos. En este contexto, exploraremos en la tabla 1 los componentes primarios presentes y sus concentraciones en esta agua. Desde contaminantes indeseados hasta valiosos subproductos, el análisis detallado de estos elementos nos proporcionará una visión única de la complejidad ambiental y química asociada a la industria petrolera (Minas, 2020).

Esta agua de formación generalmente contiene cationes disueltos los cuales son el Na^+ , Ca^{++} , y Mg^{++} y otros que se encuentran algunas veces como lo son Sr^{++} , K^+ , Ba^{++} , Fe^{++} y Li^+ . Esta adición de componentes totales se genera principalmente por diferentes microorganismos en el agua de producción o podrían ser agregados durante la perforación del pozo petrolero, además incluir que estos componentes son los que generan la corrosión en el pozo y taponamiento en los intervalos perforados (Rojas, 2021).

Es de vital importancia conocer la caracterización del agua de producción donde se tienen los diferentes compuestos químicos ya que esta agua al ser mezclada con las aguas de superficie puede generar una gran contaminación, por esto se debe tener el mejor tratamiento físico químico, químico y biológico para obtener la mejor calidad para el riego de los cultivos (Ortega, 2019).

Al tener el mejor tratamiento para el agua genera vital importancia la adecuada gestión del recurso y se asegura la mejor gestión ambiental del ecosistema en la zona de producción petrolera ya que

es considerado a la industria del petróleo en gran medida por la contaminación y toxicidad del agua dependiendo de su correcta operación durante el tratamiento de la reinyección (Ortega, 2019).

Tabla 1

Resumen de los componentes primarios y sus concentraciones encontradas en el agua de producción.

PARÁMETROS	CONCENTRACIÓN (MG/LT)	PARÁMETRO	CONCENTRACIÓN (MG/LT)
Principales parámetros		Metales	
DQO	1219-2450	Na	0 – 165.000
TSS	1,1 - 1000	Sr	0 - 6350
TOC	0 – 1600	Zn	0,01 - 32
TDS	120 – 430.000	Li	0,0036 – 62
Ácidos orgánicos totales	0,001 – 10.200	Al	0,3 – 400
Químicos agregados		As	0,002
Glicol	7,3 - 2300	Ba	0 - 830
Inhibidor corrosivo	0,3 - 7	Cr	0,002 – 1,2
Inhibidor incrustaciones	0,2 - 29	Fe	0,1 – 1200
BTEX		Mn	0,004 – 170
Benceno	0,032 – 776,61	K	24 - 4200
Etilbenceno	0,025 – 399,97	Pd	0,008 – 0,98
Tolueno	0,052 - 5,5	Ti	0,01 – 0,6
Xileno	0,01 – 1,23	OTROS IONES	
Total BTEX	0,70 – 23,8	B	5 - 93
OTROS CONTAMINANTES		Ca ⁺²	0 – 73.000
Hidrocarburos saturados	16 - 29	SO ₄ ⁻²	0 – 14.500
Aceite total y grasas	2 - 540	Mg ⁺²	0,8 – 5900
Fenoles	0,001 – 11.000	HCO ₃ ⁻	0 – 14.000

Nota. La Tabla 1 indica los principales componentes químicos metales y sales junto con sus parámetros y otros contaminantes presentes en el fluido de producción. Tomado de: Al-Ghouthi, M. A., Al-Kaabi, M. A., Ashfaq, M. Y., & Da'na, D. A. (2019). Produced water characteristics, treatment and reuse: A review. *Journal of Water Process Engineering*, 28(January), 222– 239. <https://doi.org/10.1016/j.jwpe.2019.02.001>.

6.2 Análisis del tratamiento aguas de producción comprobando su viabilidad de uso

El análisis del fluido de yacimiento es un parámetro que se analiza correctamente en los sistemas de producción de hidrocarburos donde su análisis se basa en la caracterización completa del yacimiento buscando todos los componentes posibles en el sistema de producción de hidrocarburo, donde se analiza el mejor tratamiento donde dependerá de las condiciones iniciales del yacimiento las cuales son la temperatura, presión, saturación de agua, si el yacimiento cuenta con gas entre otras por esto se hacen los siguientes análisis en laboratorio para comprobar su viabilidad frente al riego de diferentes cultivos (Ortega, 2019).

El uso de aguas provenientes de la industria petrolera en el riego de cultivos es un tema de creciente importancia y complejidad. Para comprender y evaluar adecuadamente la idoneidad de estas aguas para la agricultura, para esto explicaremos los Parámetros normales para el análisis del fluido de riego donde es crucial examinar diversos parámetros. (Ortega, 2019).

En esta exploración, nos sumergiremos en los elementos clave que definen la calidad del fluido de riego derivado de aguas petroleras. Desde la salinidad hasta la presencia de compuestos orgánicos, analizaremos los estándares normales que guían este proceso, brindando una perspectiva esencial para garantizar la sostenibilidad y seguridad en la intersección de la industria petrolera y la agricultura. (Minas, 2020).

Se inicia analizando los sólidos solución donde fundamentalmente se deben analizar los sólidos totales a lo largo del fluido producido a diferentes puntos de los tanques donde su rango de varia, esta variación depende del tiempo del agua en el yacimiento y varían según las cuencas geológicas. Los yacimientos convencionales varían entre 4,500 – 200,000 mg/l mientras que en los yacimientos no convencionales tienen unos solidos totales que varían entre 5,000 mg/l o menos (Rojas, 2021).

Por siguiente se analizan los carbonos orgánicos que su porcentaje de concentración oscilan y algunas no son detectadas, estas pueden estar en suspensión o mezcladas, aunque el carbono como tal no se disuelve si no sus componentes que están cerca. En el agua producida se pueden encontrar concentraciones de carbono entre 0,1 y 11.000 mg/l donde varia la estructura del yacimiento y si este contiene gas (Rojas, 2021).

Otro análisis son los ácidos orgánicos que encontramos en el agua de producción que son ácidos mono-carboxílicos y ácidos dicarboxílicos de los hidrocarburos aromáticos los cuales contiene componentes como lo son acido fórmico, ácido hexanoico, ácido butanoico, ácido acético, ácido propanoico entre otros dónde se toman niveles y algunos no son detectables (Ortega, 2019).

Por otra parte debemos entender que los más reconocidos que son los hidrocarburos en el petróleo, son sustancias químicas orgánicas encontradas en los yacimientos ellas consisten de dos factores carbono e hidrogeno que son las sustancias químicas que generan mayor preocupación respecto al tema ambiental estos hidrocarburos pueden se separados por separadores de aceite en hidrociclones que son bastante eficientes a la hora de quitar partículas de hidrocarburo pero los

hidrocarburos disueltos no son eliminados totalmente por lo que se revisa otros métodos de eliminación (Rojas, 2021).

Validando toda esta información se debe corroborar que el fluido de producción tenga los mejores parámetros ya que este fluido puede ser responsable del mal crecimiento de los cultivos y generando quemaduras en sus frutos para finalizar y dar unos parámetros buenos para que el agua de producción ya pueda ser utilizada se tiene en cuenta la alcalinidad, el pH y las sales totales igualmente se debe ver en la siguiente tabla donde tendremos los parámetros normales para la calidad del riego del agua (Ortega, 2019).

Tabla 2

Parámetros normales para el análisis del fluido de riego

PARAMETROS	SIMBOLO	UNIDAD	VALORES NORMALES DEL AGUA UTILIZADA PARA EL RIEGO DE CULTIVOS
Salinidad	-	-	-
Conductividad	CE	dS/m	0-3
Sólidos totales	TDS	mg/l	0-2000
Cationes y/o aniones			
Calcio	Ca ⁺²	meq/l	0-20
Magnesio	Mg ⁺²	meq/l	0-5
Sodio	Na ⁺	meq/l	0-40
Carbonatos	CO ₃ ⁻²	meq/l	0-0,1
Bicarbonatos	HCO ₃ ⁻	meq/l	0-10
Cloro	Cl ⁻	meq/l	0-30
Sulfatos	SO ₄ ⁻²	meq/l	0-20
NUTRIENTES			
Nitrato-nitrógeno	NO ₃ ⁻ N	meq/l	0-10
Amonio-nitrógeno	NO ₄ ⁻ N	meq/l	0-6
Fosfato-Fósforo	PO ₄ ⁻ P	meq/l	0-2
Potasio	K ⁺	meq/l	0-2
VARIOS			
Boro	B	meq/l	0-2
Acidez o basicidad	Ph	1-14	6-8,5
Relación de absorción de sodio	RAS	meq/l	0-15

Nota. La tabla 2 representa los parámetros normales para el agua de riego teniendo en cuenta los principales componentes como salinidades y nutrientes entre otros. tomado de: Monge Redondo, M. Á. (2017). Interpretación de un análisis de agua para riego | iAgua. <https://www.iagua.es/blogs/miguel-angel-monge-redondo/interpretacion-analisis-agua-riego> (Rojas, 2021).

Estas aguas producidas son residuos de los yacimientos y la gestión de estos procesos se debe hacer de la mejor manera para lograr que estas aguas de producción nos faciliten el no uso del agua potable para el ser humano y lograr entender que consecuencias ambientales podamos tener a futuro tanto con los cultivos como con las condiciones de los suelos (Ortega, 2019).

Es de saber que no existen muchas referencias científicas específicas que respalden el uso de agua de producción petrolera en el riego de cultivos debido a las posibles preocupaciones sobre su calidad y seguridad. La mayoría de las investigaciones se centran en la gestión y tratamiento de aguas residuales de la industria petrolera en lugar de su uso directo en la agricultura. Sin embargo, aquí hay algunas características generales que se han discutido en la literatura relacionada con el tratamiento de aguas residuales de la industria petrolera:

Iniciamos con el contenido de sales y minerales donde analizamos el agua de producción petrolera que puede tener altas concentraciones de sales, incluyendo cloruros, sulfatos y sodio, lo que podría ser perjudicial para los cultivos debido a su efecto osmótico y la salinidad del suelo (Abdulsalam, 2017).

En otro caso tenemos que la presencia de hidrocarburos donde a pesar de los tratamientos, pueden persistir restos de hidrocarburos en el agua de producción petrolera, lo que plantea preocupaciones sobre la toxicidad para los cultivos y el suelo (Nguyen, 2017).

También se debe saber lo principales componentes para analizar la toxicidad y contaminantes se basa en la presencia de compuestos tóxicos como metales pesados y otros contaminantes químicos, incluso en concentraciones bajas, puede afectar negativamente la salud de los cultivos y la calidad del suelo (El Hanandeh, 2009).

Es de saber que también se cuenta con otros tratamientos previos que se pueden aplicar como la destilación, la filtración, la adsorción y la biodegradación para reducir la concentración de contaminantes en el agua de producción petrolera y hacerla más adecuada para usos agrícolas por esto en muchos procesos de inyección de agua para recobro secundario se usan cascaras de nuez para quitar los contaminantes (Pavlostathis, 1991).

Y como último se tiene el análisis y monitoreo continuo donde es esencial llevar a cabo análisis periódicos del agua para evaluar su calidad y su idoneidad para el riego, y el monitoreo continuo para detectar cualquier cambio en su composición que pueda afectar a los cultivos (Brunner, 2006).

Ya con estas características proporcionan una idea general de los posibles problemas asociados con el uso de agua de producción petrolera en la agricultura, aunque se recomienda tener una investigación científica más relevante para dar con el fin al estudio específico para evaluar la viabilidad y seguridad de este tipo de uso del agua en los cultivos (Spellman, 2012).

6.3 Tratamientos y requisitos del agua

Desde el inicio de producción del yacimiento se debe saber que por cada barril de crudo se producen entre 10 y 12 barriles de fluido de producción por lo cual se debe tener unos equipos especializados en superficie controlando esta agua de producción bajo la norma de menos de 5 ppm de grasas y sólidos en suspensión, inicialmente esta agua de producción es utilizada para hacer un recobro mejorado en los yacimientos para recuperar la energía del yacimiento y desplazar el petróleo a superficie (Rojas, 2021).

Por esto se debe saber que el elemento principal para el desarrollo de los cultivos es el agua, por esto primeramente se debe tener los parámetros fisicoquímicos iniciales ya que en este caso utilizaremos el fluido obtenido por la producción de hidrocarburos con diferentes químicos y sólidos que serán vitales para el análisis de estas aguas (Franco, 2021).

El análisis de estas aguas de producción debe hacerse de manera cautelosa sabiendo que la inyección de químicos al pozo y análisis de sales sólidos y grasas en solución, estos análisis de aguas se deben hacer en diferentes puntos y periodos distintos ya que la calidad del fluido puede cambiar. Estos parámetros indican tres parámetros (químicos, físicos, biológicos) analizando propiedades iniciales y parámetros a mejorar en el diferente proceso a aplicar (Franco, 2021).

Es de saber que las aguas utilizadas en el riego de los diferentes cultivos crean componentes o los corrige sabiendo que la sal es uno de los parámetros sumamente importante ya que los químicos de esta solución pueden generar que el cultivo tenga que ejercer mayor fuerza para absorción del líquido generando deshidratación y quemando el cultivo (Ortega, 2019).

El vertimiento de agua de producción en Colombia equivale al 59% esto para llevar a cabo la rentabilidad en el proyecto y la buena disposición ambiental, mientras que la reinyección para recobro mejorado es de 50,94 millones de m³, estos volúmenes altos de fluido producido puede traer problemas ambientales y económicos para la industria por lo cual se debe tener un buen tratamiento de estas aguas y comenzar a reutilizarlas en nuevos sistemas mediante la gestión

eficiente y capaz, analizando sus diferentes compuestos para obtener el mejor uso de ellas (Ortega, 2019).

Este fluido de producción llega a superficie con diferentes componentes obtenidos en las formaciones conteniendo cantidades de sales, sólidos, grasas disueltas y metales pesados que analizados en laboratorio se llega a tener específicamente cationes calcio, magnesio, hierro, bario, sodio, estroncio y radio. También se ve que en el fluido de producción se tienen aniones de cloruro sulfato, bicarbonato y carbonato (Ortega, 2019).

Durante la producción del fluido que llega a superficie se presentan bastantes inconvenientes para la extracción de los desechos tóxicos de la materia prima por lo cual este fluido de producción saliente con los químicos y grasas mencionadas aparte llega con lodo de perforación. Al utilizar los químicos de separación del agua se generan grumos entre los sólidos acumulados junto con gran parte de minerales radioactivos que hacen que esta agua de producción sea muy difícil de tratar además de que es negativa al uso humano (Rojas, 2021).

Se debe saber que la calidad del fluido que se debe utilizar para el riego de los cultivos debe ser analizada con bastante rigurosidad ya que son muchos parámetros los que se deben cumplir para obtener la calidad del fluido a utilizar en los cultivos, estos factores importantes como lo son el pH y las sales solubles dentro del líquido (Ortega, 2019).

Con estos parámetros se genera el muestreo del fluido de producción, esta agua debe ser tomada del cabezal de pozo si es posible, aunque no es la única manera de tomar muestras de producción está también puede ser tomada en taques de recolección de agua, pero se debe tomar a diferentes niveles del tanque. Esta agua de producción se debe evaluar eventualmente ya que al pasar el tiempo puede cambiar su composición (Minas, 2020).

Sabiendo también que este fluido de producción puede ser un problema ambiental bastante grande ya que puede incluir gases y sales en solución como lo son (CO, CO₂, H₂S). adicionalmente los metales pesados junto a las trazas generan radiación y no son aptas para consumo humano y deben ser tratadas minuciosamente ya que contienen niveles altos de gotas de hidrocarburos suspendidos y emulsificados (Hirschfeldt, 2015).

Estos análisis químicos aplicados al agua se utilizan principalmente para generar los parámetros del riego y su tolerancia con el cultivo ya con esto se analiza si es viable la inclusión de un sistema

de fertiirrigación evaluando la calidad de sólidos y sales analizando si puede generar restricción en el crecimiento del cultivo (Franco, 2021).

El fluido de mala calidad en parte es por sus químicos y sales que afectan los componentes y son el gran responsable de la mala producción del cultivo a regar ya que para algunos casos esta agua podría generar la muerte total del cultivo seleccionado interfiriendo con la absorción de nutrientes y agua sin componentes radioactivos además de que la sales pueden generar deshidratación y afectaciones como quemaduras en algunas partes del cultivo (Ortega, 2019).

Ya que la organización del recurso hídrico para la agricultura se debe tomar con la mejor importancia ya que el uso del agua es bastante elevado y con un riego de un agua no tratada adecuadamente puede generar pérdidas y daños en los cultivos generando poca rentabilidad, además de que podría generar problemas en la población que utiliza estos cultivos generando una crisis alimentaria. Esta agua utilizada que parte de ella es reciclada volviendo a llegar a la parte subterránea causando problemas ya que obtiene agroquímicos que se van mezclando en la parte inferior del cultivo (Ardila, 2018).

Para esto Exploraremos la complejidad del agua de producción en el Campo Chichimene, destacando su importancia en la industria petrolera. Donde en la tabla 2 analizaremos la composición química y física, centrándonos en la salinidad y compuestos orgánicos. Este estudio no solo mejora la eficiencia operativa, sino que también contribuye a la gestión responsable de recursos y la minimización de impactos ambientales. (Fuente Autor)

En resumen, todos los pozos petroleros producen agua donde varía el porcentaje de BSW que aumenta a través del tiempo cuando el yacimiento ya está finalizando su producción de petróleo y esta alcanzado su límite económico, por esto es importante tener la mejor gestión del recurso hídrico para el riego de cultivos donde se basará en la escogencia del mejor proyecto de riego incluyendo el factor económico generando una buena estructura y viabilidad en el proyecto (Minas, 2020).

Tabla 3*Caracterización del agua de producción del campo chichimene*

Parámetros	Valores
Componentes predominantes en el agua	Na-Ca-Cl
Temperatura (°C)	113,8
pH	7,32
Conductividad (us/cm)	8865
Na (mg/l)	1459
K (mg/l)	128
Ca (mg/l)	435
Mg (mg/l)	71,76
Cl (mg/l)	2567
SO4 (mg/l)	7,87
NO3 (mg/l)	-
HCO3 (mg/l)	356
CO3 (mg/l)	<1
Ca/Mg (mg/l)	5,68
Ca/SO4 (mg/l)	53,10
Na/Cl (mg/l)	0,65
Cl/Br (mg/l)	269

Nota: Pruebas de agua de producción en laboratorio de calidad de agua, Chichimene Ecopetrol 2021.

6.4 Análisis comparativo entre agua de producción y agua para riego de cultivos

El recurso más importante entre los seres humanos y la naturaleza es el agua, ya que además de que es fundamental para muchas industrias como un apoyo económico. Como es de saber la producción de hidrocarburo va acompañada de agua proveniente de los yacimientos y muchas veces esta agua es tratada para ser reinyectada en los yacimientos y no perder la presión en fondo y tener un mejor recobro mejorado, pero también muchas veces esta agua es devuelta a pozos de disposición donde no se le da un uso viable como es el que se quiere usar para el uso de riego (Rojas, 2021).

Para esto vamos a revisar la tabla de características de aguas de producción petrolera y el agua para el riego de cultivo obteniendo los parámetros claves en el proyecto.

Tabla 4

Cuadro comparativo entre las características del agua de producción y características del agua para riego de cultivo basado en datos del campo chichimene

Características	Agua de Producción Petrolera	Agua para Riego de Cultivos
Origen	Resultado de procesos de extracción de petróleo y gas natural.	Proviene de fuentes naturales como ríos, lagos o acuíferos.
Contenido de Sales y Minerales	Alta concentración de sales y minerales que pueden ser perjudiciales para los cultivos.	Concentración de sales y minerales equilibrada, apta para el crecimiento de plantas.
Presencia de Hidrocarburos	Puede contener restos de hidrocarburos que podrían ser tóxicos para los cultivos.	No contiene hidrocarburos ni compuestos tóxicos que puedan afectar negativamente a los cultivos.
Toxicidad y Contaminantes	Presencia de compuestos químicos y metales pesados que pueden afectar la salud de las plantas y del suelo.	Menos probabilidad de contener compuestos tóxicos, lo que beneficia la salud de los cultivos.
Tratamiento Requerido	Necesita tratamientos avanzados para reducir la concentración de sales, minerales y contaminantes.	Requiere menos tratamiento para mantener su calidad adecuada para el riego.
Disponibilidad y Costo	Disponibile como subproducto de la industria petrolera, pero costoso y requiere tratamiento costoso.	Disponibile naturalmente y a menudo más económico de adquirir y tratar para uso agrícola.

Nota: Pruebas de agua de producción y proyecto de recobro en el campo Chichimene Ecopetrol 2021.

Por esto el uso de este combustible es de vital importancia ya que en Colombia el aprovechamiento de las aguas subterráneas no está en su mejor momento ya que sacando su mayor provecho se puede llegar a tener mayor rentabilidad en proyectos de cultivos mejorando considerablemente la calidad de esta agua y generando una mayor rentabilidad (Ortega, 2019).

6.5 Caracterización agua de producción

Es de tener en cuenta que contamos con diferentes fuentes de contaminación del fluido proveniente del yacimiento donde principalmente se da en el contacto agua petróleo en el yacimiento y químicos y sales que aportan las formaciones, pero además de esto podemos tener contaminación en diferentes partes por donde viaja el agua de producción, podemos tener adicción de contaminantes por el viaje de fluidos de reacondicionamiento además de aditivos químicos y cemento de algunas zonas (Rojas, 2021).

Con esto se debe optar tener el mejor acondicionamiento del fluido de producción se debe tener estos factores de partículas suspendidas o emulsificadas ya que a simple vista el agua de producción puede ser totalmente clara, por esto esta agua de producción debe ser analizada de la mejor manera ya que tener presencia de todos estos componentes puede generar una alta radioactividad, para esto debemos saber lo siguientes compuestos y los efectos de su presencia:

- Mercurio: el mercurio que es obtenido en los diferentes ecosistemas generalmente termina en los suelos o aguas superficiales teniendo un efecto negativo ya que sus componentes como el metilmercurio con el tiempo se va acumulando en las concentraciones de la tierra cultivada, sabiendo que los microorganismos vivos no cuentan con un proceso de eliminación de dicho componente.
- Plomo: en general este componente es demasiado toxico para la gran mayoría del ecosistema terrestre.
- Sales en suspensión: el fluido proveniente del yacimiento como lo es el agua cuenta con altos niveles de cloruros entre 130,000 y 180,000 ppm.

Estos parámetros en nivel alto junto con las sales generan un altercado en el crecimiento de los cultivos ya que su potencial osmótico, este potencial genera la reducción de las raíces que absorben el agua del suelo esta agua obtenida debe tener mínimo potencial de sales para que esta absorción de las aguas sea de la mejor manera sin afectar el crecimiento de las plantas (Rojas, 2021).

Estas salmueras obtenidas en el agua obtenida en el yacimiento no son obtenidas directamente del agua de mar además de que se parece en concentración de sales no contienen la misma cantidad de solidos o iones que el agua marina, sabiendo que en los yacimientos convencionales los sólidos totales en solución van hasta 200 ppm es decir 300.000 ppm totales, mientras el agua se sabe que tiene 35.000 ppm de solidos totales (Rojas, 2021).

También podemos encontrar cationes de producción que son Na^+ , Ca^{++} , Mg^{++} y donde varían concentraciones de K^+ , Li^+ , Fe^{++} , Ba^{++} y Sr^{++} . Esta variación de concentraciones se tiende a dar en yacimientos que contiene asfáltenos y además de que se usa tratamiento químico al yacimiento para que el crudo pueda llegar más fácil a superficie afectando directamente la estructura de los acuíferos en fondo (Rojas, 2021).

Obteniendo las sales cationes y estructura de iones de las aguas obtenidas del yacimiento podemos encontrar que el uso de estas aguas con mal tratamiento de ellas en la agricultura donde presentan un deterioro directo del suelo a medida que pasa el tiempo afectando negativamente el crecimiento del cultivo ya que sus frutos y estructuras vitales como raíces y hojas van a tener mal crecimiento y quemaduras por el contenido de sales (Hirschfeldt, 2015).

6.6 Calidad del riego de agua

Se debe tener en cuenta que generalmente tenemos campos que producen 70.000 barriles de crudo que producen casi 2 millones de barriles donde logramos ver los principales problemas como lo son la crisis medioambiental y social que genera estas aguas de producción contaminadas como lo son el factor económico ya que las empresas tienen el mejor tratamiento de estas aguas así solo sean destinadas a pozos de disposición (Ortega, 2019).

Por esto se tienen principales retos en las empresas de Colombia para lograr que esta agua de producción ya que su alta salinidad en el agua producida puede tener iones de sodio, calcio, cloruro, magnesio, potasio, bromuro, sulfato, bicarbonato y yoduro. Generando un reto bastante grande analizando costos y tecnologías que se deben comprar para que las empresas (Ortega, 2019).

Estas aguas de producción vienen de acuerdo con parámetros iniciales tomadas en diferentes puntos en un tanque recién salidas del proceso que se implementa en los diferentes campos que utilizan reinyección de agua para recobro mejorado como hemos hablado, estos procesos generan procesos de mejor purificación para el vertimiento y luego hacia su reinyección (Ortega, 2019).

Los análisis del fluido obtenido del yacimiento como lo es el agua de producción siempre contienen más de 12 componentes que representan los iones por lo cual en la toma de muestras y los análisis de laboratorio podemos ver los diferentes patrones y componentes identificando por donde podemos debemos iniciar el mejor tratamiento de ellas ya que se sabe que junto con estas aguas los primeros tratamientos son para identificar y eliminar los hidrocarburos en el agua y lograr tener la mejor calidad de agua a través de los separadores de partículas de aceite (Rojas, 2021).

Estos aisladores de aceite como lo son los hidrociclones son eficientes a la hora de eliminar las partículas de hidrocarburos presentes, pero muy difícilmente saca los hidrocarburos disueltos junto

con los ácidos, metales y fenoles, con esto concluimos que los procesos para el tratamiento no son 100% efectivos ya que pueden quedar con aceites disueltos en el tamaño de la gota (Rojas, 2021).

Para saber las composiciones del agua de yacimiento y ver su calidad para el riego de los diferentes cultivos se debe tener como inicialización un buen análisis y prioridad con las diferentes metodologías que analizan los diferentes componentes:

- pH (pH metro): se clasifica la acidez del suelo y el agua.
- Cl (colorimetría): análisis de cloruros en el agua.
- C.E (conductímetro): conductividad eléctrica del agua.
- SO₄ (colorimetría): sulfatos o sales totales.
- Ca (absorción atómica): calcio total en el agua.
- CO₃ (colorimetría): carbonatos totales en el agua.
- Na (absorción atómica): sodios totales en el agua.
- HCO₃ (colorimetría): bicarbonatos totales en el agua.
- K (absorción atómica): potasios totales en el agua.

Analizando los siguientes parámetros y revisando el suelo donde se va a incluir esta agua tratada donde se recomienda tener un balance de los iones más comunes en el agua utilizada y las composiciones del suelo para alcanzar un balance en las sales para que los cultivos no sufran quemaduras o malos crecimientos. (Franco, 2021)

7. TRATAMIENTOS DE AGUAS DE PRODUCCIÓN

Como cada método tiene diferentes ventajas y desventajas cuando se selecciona para utilidades en las unidades de campo debido a que el agua de yacimiento producida puede tener diferentes tipos de contaminantes y diferentes concentraciones de elementos tóxicos que varía demasiado altamente contaminantes, para esto se proponen diferentes y numerosas tecnologías de tratamiento del agua obtenida de los yacimientos de petróleo. En la mayoría de los casos, un sistema de tratamiento de agua que sea altamente eficaz debe tener muchos procesos separados para la eliminación del mayor porcentaje de eliminación de los contaminantes aun sabiendo que es posible que no se eliminen con el primer proceso ya que la eliminación de contaminantes incluidos por el yacimiento a través de partículas orgánicas, desalinización y la desinfección son las principales clasificaciones de las tecnologías de tratamiento de agua de producción. (Ortega, 2019)

7.1 Proceso de separación térmica

La separación térmica, también conocida como destilación o fraccionamiento, es un proceso fundamental en la industria petrolera. Este método se basa en la diferencia de puntos de ebullición de los hidrocarburos para separarlos en fracciones con diferentes rangos de ebullición. La destilación se lleva a cabo en torres de destilación donde el crudo se calienta y se separa en componentes más ligeros que ascienden y se condensan en etapas superiores de la torre, mientras que los componentes más pesados se recogen en etapas inferiores (Speigh, 2014).

Esta tecnología usa la separación térmica para las operaciones básicas llamadas separaciones térmicas utilizan el calor como medio de eliminación de la mezcla de sustancias. En la destilación esta separación se consigue ya que la diferencia en el punto de ebullición de las dos sustancias a separar. En la evaporación se consigue separar el componente más volátil (Ardila, 2018).

Los hidrocarburos más volátiles, como el gas licuado de petróleo (GLP) y la gasolina, se separan en la parte superior de la torre, mientras que los hidrocarburos más pesados, como el queroseno, el diésel y los aceites más pesados, se recogen en etapas inferiores. Este proceso se realiza a diferentes temperaturas y presiones para permitir la separación efectiva de los diferentes componentes del petróleo crudo (Speigh, 2014).

7.2 Hidrociclones

Los Hidrociclones son equipos destinados al tratamiento de pulpas sólido-líquido. Son empleados principalmente en las petroleras e industria minería, construcción, alimentación, química y otras. Eral-Chile ofrece una gama de hidrociclones de distintos modelos y tamaños (Rojas, 2021).

Consiste en un cilindro largo y angosto con una entrada tangencial para el líquido y una salida en la parte superior para el líquido limpio y en la parte inferior para los residuos. Cuando el líquido entra en el hidrociclón, se genera una fuerza centrífuga debido a la alta velocidad del flujo y el diseño del dispositivo. Esto provoca que las partículas más pesadas y grandes se muevan hacia la pared del hidrociclón y descendan hacia la salida inferior, mientras que las partículas más ligeras son arrastradas hacia el centro y salen por la salida superior con el líquido más limpio (Rietema, 1961).

7.3 Multistage flash distillation (MSF)

La destilación instantánea de múltiples etapas es un proceso de desalinización térmica del fluido que es el agua de yacimiento en este caso que se somete a una serie de etapas de evaporación y condensación en múltiples "etapas flash". Este proceso se lleva a cabo en un conjunto de recipientes a presión llamados evaporadores que constan de varias etapas (o niveles), donde el vapor generado en una etapa se utiliza para calentar y evaporar el agua de mar en la siguiente etapa a una temperatura más baja (El-Dessouky, 2002).

Este ciclo se repite en múltiples etapas, aprovechando la energía térmica para separar el agua dulce del agua salina en un proceso continuo y eficiente destila el agua con gran cantidad de salmuera para convertir una parte del agua en vapor en múltiples etapas de lo que son esencialmente intercambiadores de calor a contracorriente. Las instalaciones actuales de MSF pueden tener hasta 30 etapas (Ardila, 2018).

El agua de yacimiento se introduce en estos evaporadores y se calienta a altas temperaturas, lo que provoca la evaporación parcial del agua. Luego, el vapor generado se dirige a un condensador donde se enfría y se convierte nuevamente en agua dulce (El-Dessouky, 2002).

7.4 Miltieffect

El proceso de destilación por múltiples efectos (multi-effect distillation) es una técnica de desalinización que implica una serie de etapas de evaporación y condensación en múltiples efectos

o niveles, utilizando el calor residual de una etapa para alimentar la siguiente etapa de evaporación. Este método aprovecha la energía térmica de manera eficiente al reutilizar el calor liberado durante la condensación del vapor de agua para evaporar el siguiente efecto, reduciendo así el consumo de energía (El-Dessouky, 2002).

En este proceso, el agua de mar se introduce en el primer efecto (la etapa de evaporación) donde se calienta, parte del agua se evapora y el vapor generado se dirige al condensador. El vapor condensado se utiliza para calentar y evaporar el agua de mar en el siguiente efecto, y este ciclo se repite en múltiples efectos, logrando una mayor eficiencia en la producción de agua dulce a partir de agua salina (El-Dessouky, 2002).

7.5 Destilación por compresión de vapor (VCD)

El sistema de utilización para la compresión del fluido llegando a la fase de vapor consiste en evaporar el agua del yacimiento, aumentando la temperatura de condensación de vapores mediante un compresor y su posterior condensación en un intercambiador de calor, enfriado con la misma agua evaporada (Rojas, 2021).

En la destilación por compresión de vapor, el vapor generado por el calentamiento del agua de mar se comprime utilizando un compresor mecánico. Esta compresión aumenta la temperatura y presión del vapor, lo que provoca que el punto de ebullición del agua se eleve. Luego, este vapor a alta presión se utiliza para calentar el agua de mar en un intercambiador de calor, lo que produce una evaporación adicional (Badruzzaman, 2011).

El vapor generado en el intercambiador de calor pasa a un condensador donde se enfría y se condensa en forma de agua dulce, mientras que el resto del agua de mar, que no ha sido evaporada, se descarga como agua salina concentrada. Este método utiliza la compresión mecánica para aumentar la eficiencia de la destilación y reducir la energía necesaria para el proceso (Badruzzaman, 2011).

7.6 Filtración por membrana

La filtración por membrana es un método de separación de moléculas que permite separar moléculas de diferentes tamaños y características. La fuerza impulsora es la diferencia de presión entre los dos lados de una membrana especial (Ardila, 2018).

Este método de separación física que se basa en el uso de membranas semipermeables para separar partículas sólidas, iones, moléculas o compuestos en una solución. Estas membranas tienen poros de tamaño definido que permiten el paso selectivo de ciertas moléculas o partículas mientras retienen otras. Existen diferentes tipos de membranas, como membranas de microfiltración, ultrafiltración, nanofiltración y ósmosis inversa, que se utilizan según el tamaño de las partículas a separar y las propiedades del solvente (Sharma, 2019).

En el proceso de filtración por membrana, la solución se presiona a través de la membrana semipermeable, lo que permite el paso de moléculas o partículas más pequeñas mientras retiene las más grandes. Esto permite separar eficazmente sustancias indeseadas, como sólidos suspendidos, bacterias, sales, iones u otras impurezas presentes en el líquido. La filtración por membrana se utiliza ampliamente en aplicaciones de purificación de agua, tratamiento de aguas residuales, industria alimentaria, farmacéutica y de procesamiento químico debido a su eficacia y versatilidad (Sharma, 2019).

7.7 Microfiltración (MF)

La microfiltración se usa para la esterilización en frío de alimentos líquidos y productos farmacéuticos, para la reducción de microorganismos del agua de yacimiento y es común como pretratamiento del agua de producción para nanofiltración y ósmosis inversa (Rojas, 2021).

7.8 Nanofiltración (NF)

La nanofiltración es un proceso donde se debe filtrar el agua a través de filtración por membranas que suele utilizarse en aguas de yacimientos donde estas aguas ya tienen bajos sólidos y se tratan de un sistema que se encuentra entre la ósmosis inversa y la ultrafiltración por los niveles de separación que permite y por las presiones de aplicación que necesita (Ardila, 2018).

La microfiltración es una técnica de filtración por membrana que utiliza membranas con poros de tamaño micrométrico (generalmente entre 0.1 y 10 micrómetros) para separar partículas suspendidas, bacterias, microorganismos y macromoléculas de un líquido. Estas membranas permiten el paso de solventes y moléculas pequeñas mientras retienen partículas más grandes, sólidos suspendidos y microorganismos (Huang, 2018).

Durante el proceso de microfiltración, la solución se presiona a través de la membrana, y las partículas o microorganismos de mayor tamaño quedan atrapados en la superficie o en los poros

de la membrana, separándose así del líquido. Este método se utiliza en una variedad de aplicaciones, como la purificación de agua, la clarificación de líquidos, la producción de alimentos, la industria farmacéutica y el tratamiento de aguas residuales, debido a su capacidad para eliminar partículas y microorganismos no deseados de manera efectiva (Huang, 2018).

7.9 Osmosis inversa (OI)

La ósmosis inversa es un método de purificación de agua que utiliza una membrana semipermeable para separar eficazmente los sólidos disueltos, sales, contaminantes y partículas de un solvente (generalmente agua) bajo presión. La membrana semipermeable permite que el agua pase a través de ella mientras retiene selectivamente las moléculas y los iones más grandes, dejando como resultado un agua purificada con una concentración significativamente menor de contaminantes (Shannon, 2008).

Este proceso mediante el cual se purifica una muestra de agua eliminando las partículas en suspensión. La tecnología ósmosis inversa es un tipo de tratamiento fisicoquímico que copia el mecanismo inicial para eliminar impurezas del agua, haciéndola pasar a través de unas membranas semipermeables (Minas, 2020).

Durante el proceso de ósmosis inversa, el agua a alta presión se fuerza a pasar a través de la membrana semipermeable, que actúa como una barrera para las moléculas más grandes y los contaminantes, mientras permite que el agua purificada pase al otro lado. Esto resulta en la separación eficiente de sales, iones, compuestos orgánicos y partículas suspendidas del agua, produciendo un agua de alta pureza adecuada para diversos usos, como en la industria, la producción de alimentos, la agricultura y la potabilización del agua (Shannon, 2008).

7.10 Electrodialisis y electrodiálisis inversa (ED/EI)

La electrodiálisis es un proceso que se utiliza a través de membranas que varían entre ellas que permiten distanciar sustancias iónicas para la disolución y llegar a diferenciar, y es utilizada en muchas partes del mundo como alternativa para separar y tratar de concentrar y eliminar sustancias con el fin purificar.

Por otra parte, la Electrodiálisis Inversa (EDR). En cada pila EDR hay dos electrodos en la parte exterior que son sumergidos en una solución de sal acuosa que puede conducir corriente eléctrica y permite a un campo eléctrico ubicarse alrededor de la pila (Hirschfeldt, 2015).

7.11 Macro-porous polymer extraction technology

La Extracción de Polímeros Macro Porosos (MPPE) es una tecnología altamente efectiva para remover hidrocarburos disueltos y dispersos del agua mediante extracción líquido-líquido. El líquido de extracción se inmoviliza en partículas de MPP aplicadas en un lecho empacado (Ortega, 2019).

Este enfoque de extracción sólido-líquido utiliza polímeros con poros grandes o macro porosidades que presentan una estructura porosa a escala mayor que los polímeros convencionales. Estos polímeros se utilizan como material de soporte o matriz para la extracción de compuestos específicos de una solución. La estructura porosa permite que la solución se filtre a través de los poros del polímero, reteniendo selectivamente ciertos compuestos en función de su tamaño, polaridad o afinidad química (Liu, 2012).

La Macro-Porous Polymer Extraction Technology se ha utilizado en diversas aplicaciones, como la extracción de contaminantes de aguas residuales, la purificación de productos farmacéuticos, la extracción de compuestos orgánicos de muestras ambientales, entre otros. La selección del polímero macro poroso adecuado y las condiciones de extracción son cruciales para lograr una separación efectiva y selectiva de los compuestos deseados (Liu, 2012).

7.12 Intercambio iónico (II)

El intercambio iónico es un principio donde consiste en el intercambio de iones entre un sólido y un líquido, en el cuál no se produce ningún cambio sustancial en la genética del sólido. Al ser el intercambio iónico una reacción reversible, el material de intercambio puede ser regenerado para nuevos procesos (Rojas, 2021).

Durante el proceso de intercambio iónico, la solución acuosa se hace pasar a través de una columna o lecho de resina de intercambio iónico. Los iones presentes en la solución son retenidos por la resina, y a cambio, la resina libera iones de carga similar en la solución. Este proceso es ampliamente utilizado en aplicaciones de tratamiento de agua, purificación de productos químicos, remoción de contaminantes y en procesos de separación de iones específicos en química analítica (Drioli, 2010).

La capacidad de intercambio iónico de una resina, su selectividad iónica y su capacidad de regeneración son aspectos fundamentales que determinan su eficacia en diferentes aplicaciones (Drioli, 2010).

7.13 Humedales artificiales (HA)

Los humedales artificiales son ecosistemas construidos por el hombre ya que puede ser controlada de la mejor forma reduciendo gracias a sus mecanismos de eliminación de contaminantes presentes en aguas de producción petrolera, que se dan en los humedales naturales mediante procesos físicos, biológicos y químicos (Ortega, 2019).

El funcionamiento de los humedales artificiales se basa en procesos biogeoquímicos como la filtración física, la absorción química y la actividad biológica de microorganismos y plantas acuáticas. Estos sistemas pueden ser utilizados para tratar aguas residuales municipales, aguas pluviales, aguas grises, efluentes industriales y otros tipos de aguas contaminadas (Kadlec, 2009).

La eficacia de los humedales artificiales para la purificación del agua depende de varios factores, como el diseño del sistema, el tipo de plantas utilizadas, la duración de contacto del agua con el sustrato y la actividad biológica presente en el sistema (Kadlec, 2009).

Tabla 5

Cuadro comparativo entre las ventajas y desventajas de los métodos de tratamiento de aguas de producción petrolera con características del agua de producción basada en datos del campo Chichimene

METODOS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
PROCESO DE SEPARACION TERMICA DE AGUA	<ol style="list-style-type: none"> Eficiencia energética: Utiliza menos energía en comparación con otros métodos de desalinización (Ardila, 2018). Manejo de altas concentraciones de sal: Capacidad para tratar aguas con alta salinidad (Speigh, 2014). Operación continua: Puede operar de manera continua 	<ol style="list-style-type: none"> Consumo energético elevado: La separación térmica puede ser intensiva en términos de consumo de energía, especialmente en el caso de la destilación, lo que puede aumentar los costos operativos. (Speigh, 2014). Costos de mantenimiento: Los equipos utilizados en los procesos de separación térmica pueden requerir

METODOS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
	<p>una vez establecido (Speigh, 2014).</p>	<p>mantenimiento regular y costoso para asegurar su eficiencia y durabilidad (Ardila, 2018).</p> <p>3. Necesidad de tratamiento previo: En algunos casos, el agua debe ser pretratada para eliminar sólidos suspendidos y ciertos contaminantes antes de someterse al proceso de separación térmica (Ardila, 2018).</p>
HIDROCICLONES	<p>1. Eficiencia en la separación: Alta eficiencia en la separación de sólidos de diferentes tamaños y densidades del agua (Rojas, 2021).</p> <p>2. Operación simple: Suelen ser equipos simples en su diseño y operación, con bajo mantenimiento requerido (Rietema, 1961).</p> <p>3. Espacio y costos reducidos: Requieren menos espacio físico en comparación con otros sistemas de separación y pueden ser más económicos en términos de costos de capital (Rietema, 1961).</p>	<p>1. Limitaciones en la precisión de separación: No son adecuados para separar partículas extremadamente finas o con diferencias muy pequeñas en su densidad (Rietema, 1961).</p> <p>2. Requieren presión para operar: Dependiendo del diseño, algunos hidrociclones pueden requerir cierta presión para lograr una separación efectiva (Rietema, 1961).</p> <p>3. Puede ser afectado por variaciones en la alimentación: Variaciones en la alimentación de agua pueden afectar la eficiencia de separación (Rojas, 2021).</p>
MULTISTAGE FLASH DISTILLATION	<p>1. Alta eficiencia energética: Permite la producción de agua potable con un bajo consumo energético en comparación con otros</p>	<p>1. Costos de capital elevados: Requiere una inversión inicial considerable para la construcción de plantas de destilación multietapa de</p>

METODOS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
	<p>métodos de desalinización (El-Dessouky, 2002).</p> <p>2. Capacidad para tratar aguas de alta salinidad: Es eficaz en la desalinización de aguas altamente salinas o de mar (Ardila, 2018).</p> <p>3. Operación a gran escala: Puede ser implementada en plantas de gran escala para el suministro de agua potable en regiones áridas o con escasez de agua (Ardila, 2018).</p>	<p>destellos (El-Dessouky, 2002).</p> <p>2. Requiere condiciones específicas: Depende de condiciones climáticas y ambientales específicas, como altas temperaturas, para alcanzar su máxima eficiencia (El-Dessouky, 2002).</p> <p>3. Proceso complejo: Puede requerir operaciones y mantenimiento complejos, lo que aumenta los costos operativos (Ardila, 2018).</p>
<p>MILTIEFFECT</p>	<p>1. Eficiencia energética: Permite una alta eficiencia en la desalinización, utilizando menos energía en comparación con otros métodos (El-Dessouky, 2002).</p> <p>2. Adaptabilidad a diferentes fuentes de energía: Puede funcionar con diferentes fuentes de energía, incluyendo energía solar térmica, lo que la hace más versátil (El-Dessouky, 2002).</p> <p>3. Operación a escalas variables: Puede ser implementada en plantas de diferentes tamaños y operar a diferentes escalas, desde pequeñas hasta grandes</p>	<p>1. Alta inversión inicial: Requiere una inversión inicial considerable para la construcción y puesta en marcha de las plantas MED (El-Dessouky, 2002).</p> <p>2. Sensibilidad a la contaminación: Puede ser sensible a la contaminación biológica o química, lo que requiere un mantenimiento cuidadoso y protocolos de limpieza (El-Dessouky, 2002).</p> <p>3. Dependencia de condiciones climáticas: Su eficiencia puede verse afectada por condiciones climáticas específicas, como la temperatura ambiental (El-Dessouky, 2002).</p>

METODOS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
	plantas desalinizadoras (El-Dessouky, 2002).	
DESTILACION POR COMPRESION DE VAPOR	<ol style="list-style-type: none"> 1. Eficiencia energética: Requiere menos energía en comparación con otros métodos de desalinización (Rojas, 2021). 2. Uso de vapor residual: Puede utilizar vapor residual de otras operaciones, lo que aumenta la eficiencia global (Badruzzaman, 2011). 3. Capacidad para tratar aguas altamente salinas: Eficaz en la desalinización de aguas altamente salinas o de mar (Badruzzaman, 2011). 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Alto costo inicial: Requiere una inversión inicial significativa en equipos y sistemas de compresión (Rojas, 2021). 2. Sensibilidad a la calidad del vapor: La eficiencia puede verse afectada por la calidad del vapor utilizado (Badruzzaman, 2011). 3. Requiere mantenimiento regular: Los equipos de compresión necesitan mantenimiento periódico y cuidadoso (Rojas, 2021).
FILTRACION POR MEMBRANA	<ol style="list-style-type: none"> 1. Alta eficiencia de separación: Capacidad para separar partículas y contaminantes de diferentes tamaños con alta precisión (Ardila, 2018). 2. Operación sin productos químicos: No requiere adición de productos químicos para la separación, lo que puede ser más amigable con el medio ambiente (Sharma, 2019). 3. Versatilidad: Puede aplicarse a una amplia gama de tamaños de partículas y solutos, desde macromoléculas hasta iones (Ardila, 2018). 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Costos operativos: Altos costos operativos debido a la energía requerida para la presión o flujo necesarios para forzar el agua a través de las membranas (Sharma, 2019). 2. Sensibilidad a la contaminación: Las membranas pueden obstruirse o dañarse con la acumulación de partículas, lo que requiere mantenimiento regular (Sharma, 2019). 3. Necesidad de pretratamiento: Requiere un pretratamiento para evitar daños a las membranas y

METODOS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
		<p>garantizar una operación eficiente (Ardila, 2018).</p>
<p>MICROFILTRACIÓN</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Retención eficiente de partículas: Capacidad para retener partículas de mayor tamaño con alta eficiencia (Rojas, 2021). 2. Operación a baja presión: Requiere presiones de operación más bajas en comparación con otros procesos de filtración (Rojas, 2021). 3. Menor consumo de energía: Consumo reducido de energía debido a las bajas presiones necesarias para la operación (Rojas, 2021). 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Limitaciones en la retención de partículas pequeñas: Puede permitir el paso de partículas más pequeñas en comparación con otros métodos de filtración más fina (Rojas, 2021). 2. Obstrucción de los poros de la membrana: Los poros pueden obstruirse con el tiempo, lo que puede requerir limpieza o reemplazo de la membrana (Rojas, 2021). 3. Necesidad de pretratamiento: Puede requerir pretratamiento para evitar obstrucciones y prolongar la vida útil de la membrana (Rojas, 2021).
<p>NANOFILTRACIÓN</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Retención selectiva: Alta capacidad para retener iones y moléculas de mayor tamaño mientras permite el paso de iones más pequeños (Huang, 2018). 2. Reducción de salinidad: Eficiente en la reducción de la salinidad del agua, útil en la desalinización y tratamiento de aguas salinas (Ardila, 2018). 3. Menor consumo de energía: Requiere menos energía en comparación con procesos de 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Sensibilidad a la contaminación: Las membranas de nanofiltración pueden ser sensibles a la contaminación, lo que puede reducir su eficiencia y vida útil (Huang, 2018). 2. Obstrucción de la membrana: Existe el riesgo de obstrucción de los poros de la membrana, lo que requiere mantenimiento y limpieza periódicos (Huang, 2018).

METODOS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
	<p>ósmosis inversa, lo que puede reducir costos operativos (Ardila, 2018).</p>	<p>3. Limitaciones en la retención de moléculas pequeñas: Puede permitir el paso de algunas moléculas orgánicas pequeñas, lo que limita su capacidad de purificación (Ardila, 2018).</p>
OSMÓISIS INVERSA	<ol style="list-style-type: none"> 1. Alta eficiencia en la eliminación de contaminantes: Capacidad para eliminar una amplia gama de contaminantes, incluyendo sales, virus, bacterias y productos químicos (Minas, 2020). 2. Producción de agua de alta calidad: Produce agua de alta pureza, apta para una variedad de aplicaciones, desde el consumo humano hasta usos industriales (Shannon, 2008). 3. Bajo consumo de energía: En comparación con otros métodos de desalinización, puede ser más eficiente en términos de consumo energético (Minas, 2020). 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Requiere mantenimiento frecuente: Las membranas pueden obstruirse o dañarse, lo que requiere mantenimiento regular y reemplazo de membranas (Shannon, 2008). 2. Alto costo inicial y operativo: Implica altos costos de capital para la instalación inicial y altos costos operativos, principalmente debido al consumo energético (Shannon, 2008). 3. Desperdicio de agua: Genera agua residual (agua de rechazo) en el proceso, lo que puede resultar en un uso ineficiente del recurso (Minas, 2020).
ELECTRODIÁLISIS ELECTRODIÁLISIS INVERSA	<p>Y</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Eliminación selectiva de iones: Permiten la eliminación selectiva de iones específicos, contribuyendo a la desalinización y purificación del agua. (Hirschfeldt, 2015) 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Consumo de energía: Requieren un consumo significativo de energía eléctrica para operar, lo que puede incrementar los costos operativos (Hirschfeldt, 2015) 2. Costos de mantenimiento y operativos elevados: Las

METODOS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
	<p>2. Proceso continuo y escalable: Se pueden implementar a nivel industrial, ofreciendo un proceso continuo para la purificación del agua (Hirschfeldt, 2015).</p> <p>3. Bajo riesgo de contaminación química: No requieren la adición de productos químicos para el proceso de separación de iones (Hirschfeldt, 2015).</p>	<p>membranas utilizadas necesitan mantenimiento regular y tienen un tiempo de vida limitado, aumentando los costos operativos. (Hirschfeldt, 2015).</p> <p>3. Dependencia de la calidad del agua de entrada: La eficiencia de la separación está influenciada por la calidad del agua de entrada, afectando la eficacia del proceso (Hirschfeldt, 2015).</p>
<p>MACRO-POROUS POLYMER EXTRACTION TECHNOLOGY</p>	<p>1. Alta selectividad: Capacidad para selectivamente adsorber y separar compuestos específicos en función de su tamaño y propiedades químicas (Liu, 2012).</p> <p>2. Bajo impacto ambiental: Puede ofrecer un método más amigable con el medio ambiente en comparación con técnicas convencionales si utiliza materiales respetuosos con el medio ambiente (Ortega, 2019).</p> <p>3. Potencial para aplicaciones específicas: Puede ser adaptable y eficaz para la extracción de compuestos específicos en aplicaciones industriales y de investigación (Ortega, 2019).</p>	<p>1. Desarrollo y validación: Puede requerir un proceso extenso de desarrollo y validación para su implementación comercial debido a su carácter innovador (Ortega, 2019).</p> <p>2. Costos iniciales y escalabilidad: Los costos iniciales pueden ser altos y puede haber desafíos en la escalabilidad del proceso para aplicaciones industriales (Liu, 2012).</p> <p>3. Limitaciones técnicas: Podría haber limitaciones técnicas en términos de eficiencia, capacidad y durabilidad del material utilizado en la tecnología (Ortega, 2019).</p>
<p>INTERCAMBIO IÓNICO</p>	<p>1. Eliminación selectiva de iones: Capacidad para</p>	<p>1. Costos operativos y de mantenimiento: Altos costos</p>

METODOS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
	<p>eliminar selectivamente iones específicos del agua o solución mediante resinas o materiales intercambiadores de iones (Rojas, 2021).</p> <p>2. Versatilidad en aplicaciones: Ampliamente utilizado en la purificación del agua, desalinización, tratamiento de aguas residuales y en la industria farmacéutica (Drioli, 2010).</p> <p>3. Regeneración de los materiales de intercambio: Las resinas o materiales de intercambio iónico pueden ser regenerados y reutilizados, lo que aumenta su vida útil (Drioli, 2010).</p>	<p>de operación y mantenimiento debido a la necesidad de regenerar los materiales de intercambio y reemplazarlos periódicamente (Rojas, 2021).</p> <p>2. Generación de residuos: La regeneración de los materiales de intercambio puede producir residuos líquidos o sólidos que deben ser tratados adecuadamente (Rojas, 2021).</p> <p>3. Limitaciones en la eficiencia: Puede tener limitaciones en la eficiencia para ciertos iones o en la capacidad de carga de las resinas, lo que requiere sistemas más grandes para manejar volúmenes mayores (Rojas, 2021).</p>
HUMEDALES ARTIFICIALES	<p>1. Eliminación selectiva de iones: Capacidad para eliminar selectivamente iones específicos del agua o solución mediante resinas o materiales intercambiadores de iones (Kadlec, 2009).</p> <p>2. Versatilidad en aplicaciones: Ampliamente utilizado en la purificación del agua, desalinización, tratamiento de aguas residuales y en la industria farmacéutica (Kadlec, 2009).</p> <p>3. Regeneración de los materiales de intercambio:</p>	<p>1. Costos operativos y de mantenimiento: Altos costos de operación y mantenimiento debido a la necesidad de regenerar los materiales de intercambio y reemplazarlos periódicamente (Kadlec, 2009).</p> <p>2. Generación de residuos: La regeneración de los materiales de intercambio puede producir residuos líquidos o sólidos que deben ser tratados adecuadamente (Ortega, 2019).</p>

METODOS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
	Las resinas o materiales de intercambio iónico pueden ser regenerados y reutilizados, lo que aumenta su vida útil (Ortega, 2019).	3. Limitaciones en la eficiencia: Puede tener limitaciones en la eficiencia para ciertos iones o en la capacidad de carga de las resinas, lo que requiere sistemas más grandes para manejar volúmenes mayores (Ortega, 2019)

Nota. Elaboración propia basado en fuentes relacionadas.

Es de saber que los métodos de tratamiento de agua, como la ósmosis inversa, la electrodiálisis, la filtración por membrana y los humedales artificiales, ofrecen diversas ventajas y desventajas. Las técnicas de membrana, como la ósmosis inversa y la filtración por membrana, destacan por su capacidad para producir agua de alta calidad, aunque requieren altos costos de operación y mantenimiento. La electrodiálisis, a pesar de su eficacia en la desalinización y purificación, enfrenta desafíos relacionados con el consumo energético y la dependencia de la calidad del agua de entrada. Los humedales artificiales, a pesar de ser una solución natural y de bajo costo, necesitan terrenos extensos y mantenimiento regular para mantener su eficacia.

Por ende, cada técnica tiene sus propias fortalezas y limitaciones. La elección del método de tratamiento de agua depende de factores como la calidad del agua de entrada según sus componentes en el yacimiento, la disponibilidad de recursos, los costos operativos y la sostenibilidad a largo plazo.

8. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE AGUA DE PRODUCCIÓN Y AGUA DE RIEGO PARA CULTIVOS

El uso sostenible del agua es esencial para abordar los desafíos ambientales y agrícolas actuales. En este análisis, se comparará el agua de producción petrolera con el agua utilizada para riego de cultivos, destacando sus propiedades, impactos ambientales y posibles aplicaciones en la agricultura.

8.1 Agua de producción petrolera

- **Propiedades del agua de producción**

- **Contenido de Contaminantes** El agua de producción petrolera a menudo contiene contaminantes como hidrocarburos, metales pesados, y productos químicos que se miden a través de los diferentes parámetros como lo son el DQO, TSS, TOC, TDS entre otros que nos ayudan a identificar las concentraciones del agua de producción para ver que proceso debemos utilizar para que cumpla con los parámetros indicados para el riego de cultivos. La cantidad y tipo de contaminantes pueden variar según la ubicación y la tecnología utilizada. (Rojas, 2021)
- **Niveles de Salinidad y Metales Pesados** La salinidad del agua de producción puede ser alta, y la presencia de metales pesados como plomo, mercurio y arsénico puede ser preocupante ya que encontramos valores altos de sodio, estroncio y aluminio. Estos componentes son los que debemos tener mayor enfoque a la hora de escoger el mejor método de tratamiento de agua (Ortega, 2019)

8.2 Impactos ambientales

- **Evaluación de la Toxicidad** El agua de producción puede ser tóxica para los organismos acuáticos y tener impactos negativos en los ecosistemas acuáticos cercanos. (Hirschfeldt, 2015)
- **Posibles Efectos en Ecosistemas Acuáticos** El vertido de agua de producción puede tener consecuencias en la biodiversidad y la salud de los cuerpos de agua receptores. (Ortega, 2019)

8.3 Aplicaciones potenciales en agricultura

- **Tecnologías de Tratamiento:** Se han desarrollado tecnologías para tratar el agua de producción y hacerla apta para usos agrícolas. Estos métodos incluyen procesos físicos, químicos y biológicos. (Franco, 2021)
- **Consideraciones para la Reutilización** La reutilización del agua de producción en la

agricultura puede requerir estándares y regulaciones específicas para garantizar la seguridad de los cultivos y la protección del medio ambiente. (Guía Ambiental de ARPEL, 2020)

Este análisis resalta la importancia de evaluar críticamente las fuentes de agua, ya que tanto el agua de producción petrolera como la utilizada para riego de cultivos tienen implicaciones significativas. Se sugieren investigaciones adicionales para desarrollar prácticas sostenibles en el uso de estas aguas.

9. JUSTIFICACIÓN E IMPACTO

La industria del petróleo se enfrenta a diferentes desafíos en sus operaciones diarias que requieren de nuevas estrategias para dar a cabo un mejor manejo y control de sus procesos que sean rentables económicamente como ambientalmente. Inicialmente la producción de hidrocarburos genera flujo del fluido de la formación del pozo dando inicialmente producción de agua desde el principio de la explotación se va aumentando el corte de agua se va incrementando con el paso del tiempo siendo la mayor fuente de extracción del yacimiento en un campo de producción petrolera “la cual es una mezcla compleja de varios componentes orgánicos e inorgánicos (donde se incluyen principalmente sales, minerales y aceites), por esto en gran parte el agua de yacimiento es generada durante la producción de hidrocarburos” (Minas, 2020).

Por esto el agua obtenida de los yacimientos que se tiene a disposición en el reservorio se utiliza para que la presión del reservorio siga constante generando así la alta rentabilidad del pozo casi en un 60% gracias a el reciclaje del agua en producción (Minas, 2020).

Donde para esta recirculación debemos tener equipos en superficie para tratar el agua obtenida del yacimiento. Cabe mencionar que el problema de la reutilización de este fluido ha sido resuelto por muchas universidades de todas las cuencas donde en la realización de muchas tesis de pregrado, posgrado y doctorado, debido a que había un interés creciente en darle una solución al problema relacionado con la falta de recursos obtenidos a través de la extracción de hidrocarburos, donde gracias a estas industrias se han desarrollado diversos proyectos y trabajos, con especial atención a los procesos de tratamientos de aguas, donde los riesgos ambientales con el mal manejo del agua de producción por sus altos componentes tóxicos uno de ellos el contenido de mercurio (Ardila, 2018).

Ya que la falta de agua es una gran limitación en la industria de la agricultura y para que esto sea viable se intenta tratar el agua de formación para que esta no sea una desventaja en el riego de los cultivos donde se debe cumplir las necesidades alimentarias de la población humana (Minas, 2020).

Al usar nuevas tecnologías se pudo llegar a un excelente análisis que nos ayude a implementar el mejor ciclo del agua de yacimiento generando una alta viabilidad en la calidad para el riego teniendo el equilibrio entre las tres partes “suelo, agua, planta” generando una alta nutrición en el

cultivo, identificando la salinidad, toxicidad por iones, alcalinidad y pH, para luego ser reutilizada con baja concentración de sólidos y químicos (Minas, 2020).

Con esta caracterización de las aguas subterráneas presentes en los reservorios se permitan validar las condiciones de salida del yacimiento frente a los requerimientos necesarios para su mejor reacondicionamiento en otras actividades, que para el proyecto hacen referencia a usos para el riego de los diferentes cultivo relacionados con un potencial uso en la agroindustria para lo cual se requiere evaluar los tratamientos químicos, físicos o biológicos necesarios que permitan el uso de este recurso en estos cultivos (Minas, 2020).

10. CONCLUSIONES

La caracterización del fluido del yacimiento se llevó a cabo mediante un análisis fisicoquímico detallado realizado por los laboratorios de la base de Ecopetrol, específicamente en el caso de campo Chichimene. Dentro de esta caracterización, se identificaron parámetros fundamentales como DQO, TSS, TOC y TDS, entre otros. Estos parámetros son cruciales para la evaluación del agua destinada al riego de cultivos, ya que permiten cumplir con los estándares establecidos. Este análisis proporciona una base sólida para asegurar que el agua de cultivo cumpla con los requisitos necesarios para su aplicación en el riego agrícola.

Se realizaron consultas bibliográficas para conocer los tratamientos más adecuados para los fluidos de yacimiento con proyección para el uso de estas aguas en cultivos esta consulta se realizó por diferentes bases de datos y se pudieron identificar los 13 tratamientos donde es importante tener en cuenta que la combinación de diferentes procesos y tecnologías puede ser necesaria para abordar múltiples tipos de contaminantes en el agua. Además, la viabilidad de cada método dependerá de las características específicas del agua que estás tratando y de los estándares de calidad del agua que necesitas alcanzar.

Se llevó a cabo una comparación entre el agua de cultivo y el agua de producción, con el objetivo de identificar los parámetros críticos que deben considerarse para su tratamiento posterior. Este análisis permitió la identificación de los parámetros que no cumplían con los estándares requeridos para el riego de cultivos. Se observó claramente que algunos parámetros presentaban concentraciones elevadas, destacando la necesidad de implementar tratamientos específicos. Se sugiere que se utilicen todos los tratamientos disponibles para garantizar que el fluido resultante cumpla con los parámetros establecidos para el riego de cultivos. Esta estrategia integral de tratamiento se propone como una medida efectiva para optimizar la calidad del agua y asegurar su adecuación para el uso en la agricultura.

Se logro investigar la utilización de aguas de producción petrolera donde se puede reducir el impacto ambiental asociado con su descarga en cuerpos de agua naturales al reciclar y reutilizar estas aguas, se evitan posibles contaminaciones y daños a los ecosistemas acuáticos.

Al investigar el proyecto promueve una gestión más eficiente de los subproductos de la industria petrolera al convertir las aguas de producción en un recurso valioso. Esto puede reducir los costos asociados con el tratamiento y disposición de estos residuos.

REFERENCIAS

- Abdulsalam. (2017). The treatment technologies for oil and gas produced water. A review. *Journal of Environmental Chemical Engineering*.
- Agrawal, R. (2011). *Petroleum Exploration and Production: Past and Present Environmental Issues in the Nigeria's Niger Delta*. Niger: International Journal of Environmental Protection.
- Agropecuaria, c. y. (2018). Efecto del uso de aguas provenientes de la producción petrolera en actividades agrícolas. Colombia.
- Ardila, M. d. (2018). *Gestión del agua para riego en prácticas de agricultura desde la complejidad ambiental*. Bogotá.
- Arpel. (2019). *Disposición y tratamiento del agua producida*. Montevideo: Alconsult.
- Badruzzaman, K. J. (2011). Reverse osmosis vs. multi-stage flash distillation: A comprehensive review.
- Brunner, R. (2006). *Practical handbook of material flow analysis*.
- Drioli. (2010). *Ion-exchange membranes: Fundamentals and applications*. Elsevier Science.
- El Hanandeh, A.-Z. (2009). Treatment of oil field produced water using composite polyaluminum ferric chloride as a coagulant. *Desalination*.
- El-Dessouky, E. (2002). *Fundamentals of salt water desalination*. Elsevier Science.
- Faisal I. Hai, J. L. (2016). *Advanced Treatment Technologies for Urban Wastewater Reuse*.
- Franco, D. A. (2021). *Tratamiento de aguas para el riego de cultivos agrícolas alrededor de toda Colombia*. Bogotá.
- Guía Ambiental de ARPEL. (2020). *Disposición y tratamiento del agua producida*.
- Hirschfeldt, n. M. (2015). *El manejo del agua producida en la industria petrolera argentina*. san jorge.
- Huang, X. X. (2018). *Microfiltration Membrane: An Overview of Preparation, Characterization, and Application*. *Polymers*.

- Hussain, A. A.-S.-Q. (2005). Formation water composition and its relation to reservoir hydrocarbon shows: Lower Cretaceous, Abqaiq field, Saudi Arabia. *saudi arabia: Journal of Petroleum Science and Engineering*.
- James H. Gary, G. E. (1984). *Petroleum Refining: Technology and Economics*. EEUU: CRC Press.
- Jiang, J. &. (2020). Effects of oilfield-produced water irrigation on crops and soil in the oilfield region. A review. *Ecotoxicology and Environmental Safety*.
- Kadlec, W. (2009). *Treatment Wetlands*.
- Liu, H. D. (2012). Macro-porous polymer extraction technology: Its application and development. *Journal of Chromatography A*.
- Manrique, É. F., & Penagos, J. G. (2020). Uso de aguas de producción de la industria petrolera en sistemas agrícolas y pecuarios. Villavicencio-Puerto Lopez.
- Minas, H. j. (2020). *Guía Ambiental para la Disposición y Tratamiento del Agua Producida*.
- Nguyen, T. V. (2017). Treatment of petroleum wastewater by advanced oxidation processes . A review. *Petroleum Science and Technology*.
- Ortega, A. T. (2019). Estrategia para el uso sostenible de agua de producción para riego de suelos, adaptada de la experiencia del desierto de Oman a un patrón de pozos en un campo colombiano. Bogotá.
- Palmieri, H. E. (2018). Use of petroleum produced water for irrigation in agriculture: A systematic review. *Environmental Science and Pollution Research*.
- Pavlostathis, G.-G. (1991). Kinetics of aerobic biological treatment of petrochemical wastewater.
- Rietema. (1961). *Performance and design of hydrocyclones*. University of Technology. Netherlands.
- Rojas, A. F. (2021). *Revisión de las tecnologías para tratamiento de aguas de producción petrolera para su aprovechamiento en el riego de cultivos*. Bogotá.
- Shannon, M. E. (2008). Science and technology for water purification in the coming decades. *Nature*.

Sharma. (2019). Membrane Separation Process and Its Applications in Water Purification. Handbook of Environmental Materials Management.

SPE. (2014). SPE-169459-SP Waterflooding in Colombia: Past, Present, and Future. Colombia.

Speigh, J. G. (2014). Petroleum refining: Technology and economics.

Spellman, F. R. (2012). Handbook of Water and Wastewater Treatment Plant Operations. calgary: CRC Press.

Syed Imtiazuddin, A. Q. (2011). Petroleum Waste Treatment and Pollution Control. qatar.