

**REVISIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS PARA TRATAMIENTO DE AGUAS DE
PRODUCCIÓN PETROLERA PARA SU APROVECHAMIENTO EN EL RIEGO DE
CULTIVOS**

ANDRÉS FELIPE PRADA ROJAS

**Monografía para optar por el título de Especialista en
GESTIÓN AMBIENTAL**

Director

ANGIE TATIANA ORTEGA RAMÍREZ
Ingeniera de Petróleos e Ingeniera Química

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE EDUCACIÓN PERMANENTE Y AVANZADA
PROGRAMA DE ESPECIALIZACIÓN EN GESTIÓN AMBIENTAL
BOGOTÁ D.C
2021**

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma del director de la especialización

Firma del calificador

Bogotá D.C., febrero de 2021

DIRECTIVAS 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 y de Investigaciones

Dra. María Claudia Aponte González

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretaria General

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Decano de la Facultad de Ingenierías

Dr. Julio César Fuentes Arismendi

Director Programa de Especialización en Gestión Ambiental

Ing. Nubia Liliana Becerra Ospina

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

DEDICATORIA

Le dedico esta monografía a todas las personas que confiaron en mí y me apoyaron a lo largo de mis 2 carreras y el posgrado. También le dedico esta investigación a todas las personas que luchan por un mundo mejor, se interesan en las necesidades de los demás y del medio ambiente

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradezco a Dios por darme la oportunidad de culminar mis estudios, por darme la valentía, la fuerza y disciplina. Asimismo, agradezco a mi mamá Sonia Rojas que siempre ha estado pendiente de mí y dándome todo el amor posible. A mi papá Antonio Prada por apoyarme y ayudarme en todo momento.

También agradezco a todas las personas que hicieron parte de mi formación académica docentes, amigos y compañeros.

Por último y no menos importante agradezco a la directora de este trabajo Angie Tatiana Ortega por orientarme y ayudarme en la realización de esta monografía.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	14
OBJETIVOS	16
1. MARCO DE REFERENCIA	17
1.1 Agua de producción petrolera 1.1.1 Definición	17
1.2 Origen	18
1.2.1 Ciclo del agua	18
1.3 Componentes	19
1.4 Producción	19
1.4.1 Fuentes de producción de agua	20
1.5 Aditivos	21
1.6 Disposición	21
1.7 Control del agua	21
2. CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN PETROLERA	26
2.1 Iones inorgánicos	29
2.2 Sólidos disueltos totales (TDS)	31
2.3 Constituyentes orgánicos	34
2.3.1 Carbono Orgánico Total (TOC)	34
2.3.2 Ácidos Orgánicos	34
2.4 Hidrocarburos del petróleo	36
2.4.1 Benceno, tolueno, etilbenceno y xileno (BTEX)	37
2.4.2 Hidrocarburos aromáticos policíclicos	38
2.4.3 Fenoles	39
2.5 Demanda química de oxígeno (DQO) y demanda bioquímica de oxígeno (DBO ₅)	40
2.6 Metales	41
2.7 Radioisotopos	43
2.8 Químicos agregados	44
3. PARÁMETROS DEL AGUA PARA RIEGO DE CULTIVOS	48
3.2 Sodicidad	50

3.3	Toxicidad por iones específicos	52
3.3.1	Toxicidad por Sodio	53
3.3.2	Toxicidad por Boro	53
3.3.3	Toxicidad por Cloro	54
3.3.4	Toxicidad por Nitratos	54
3.4	pH Y Alcalinidad	54
4.	TECNOLOGÍAS EMPLEADAS EN EL TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN PETROLERA	57
4.1	Hidrociclones	58
4.2	Procesos de separación térmica	59
4.2.1	Multistage flash distillation (MSF)	59
4.2.2	Multieffect distillation (MED)	60
4.2.3	Destilación por compresión de vapor (VCD)	60
4.3	Filtración por membrana	61
4.3.1	Microfiltración (MF) y Ultrafiltración (UF)	62
4.3.2	Nanofiltración (NF)	63
4.3.3	Osmosis Inversa (OI)	64
4.4	Electrodialisis y electrodialisis inversa (ED/EI)	65
4.5	Macro-porous polymer extraction technology (MPPE)	66
4.6	Intercambio iónico (II)	68
4.7	Humedales artificiales (HA)	69
5.	SELECCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS APLICABLES PARA EL TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN PARA SU APROVECHAMIENTO EN RIEGO DE CULTIVOS	71
5.1	Matriz de criterios	72
5.2	Tratamientos propuestos	73
5.2.1	Matriz de alternativas en función del criterio viabilidad de riego	74
5.2.2	Matriz de alternativas en función de consumo de energía	75
5.2.3	Matriz de alternativas en función del uso de químicos	76
5.2.4	Matriz de alternativas en función de Pre/Pos tratamiento	78
5.2.5	Matriz de alternativas en función de costos generales	79
5.2.6	Matriz de alternativas en función del ciclo de vida	80

5.3 Selección de los tratamientos	81
6. CONCLUSIONES	83
7. RECOMENDACIONES	85
BIBLIOGRAFÍA	86
ANEXOS	93

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Patrones comunes de los principales iones para el agua de producción	31
Figura 2. Distribución de la concentración de TDS para pozos convencionales	32
Figura 3. Distribución de la concentración de TDS para pozos CBM no convencionales.	33
Figura 4. Clasificación según el tamaño de poro nominal de membrana	62
Figura 5. Representación esquemática de un sistema de electrodiálisis	66
Figura 6. Representación esquemática del sistema MPPE	67

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Composición agua de formación (Campo Basin, Brazil)	27
Tabla 2. Composición del agua de mar	28
Tabla 3. Concentraciones en ppm de ácidos orgánicos de bajo peso molecular en el agua de producción de algunas facilidades de Noruega y Estados Unidos.	35
Tabla 4. Concentraciones de BTEX y algunos C ₃ -C ₄ benzenos en el agua de producción de 7 plataformas offshore en el golfo de México y 3 facilidades de producción en Indonesia(J. Neff et al., 2011)	38
Tabla 5. Rango de concentración (µg/L =ppb) de varios metales en el agua de mar, en el agua de producción de una plataforma escocesa, y de los grades bancos canadienses comparados con el agua de producción al noroccidente del golfo de México y en el sector noruego del mar del norte.	42
Tabla 6. Químicos de producción usados en plataformas de petróleo y gas en el mar del Norte y cantidades estimadas descargadas en el agua de producción al océano	45
Tabla 7. Resumen de los principales componentes y sus concentraciones encontradas en el agua de producción.	46
Tabla 8. Peligros de salinidad en el agua de riego	50
Tabla 9. Valores considerados normales de un análisis de agua para riego	55
Tabla 10. Descripción de evaluación de criterios	71
Tabla 11. Escala de preferencias a asignar a cada una de las variables consideradas en la matriz de AHP	72

RESUMEN

La investigación se enfocó en la revisión de las tecnologías de tratamiento de agua de producción para su aprovechamiento en riego de cultivos. Inicialmente se realizó una caracterización general de los componentes que puede tener el agua de producción, entre los cuales se destacan los iones inorgánicos, sólidos totales disueltos, constituyentes orgánicos, hidrocarburos en el petróleo, metales, radioisótopos y químicos agregados. Asimismo, se determinaron los parámetros que debería tener un agua para el riego de cultivos, los más relevantes y que tienen más afectaciones en el cultivo y el suelo son: la salinidad, la sodicidad, la alcalinidad, pH y toxicidad por iones específicos. Posteriormente se procedió a identificar y describir las tecnologías de tratamiento para el agua de producción, la investigación se dividió en: pretratamiento como los hidrociclones, procesos de separación térmica como MSF, MED y VCD, procesos de filtración por membranas como: MF, UF, NF y OI, procesos electrostáticos como el intercambio iónico y la electrodiálisis, nuevas tecnologías de tratamiento como MPPE y humedades artificiales. Finalmente, mediante un proceso analítico jerárquico se determinó que las tecnologías de tratamiento más adecuadas para el riego son los humedales artificiales con un 26,8 % de peso seguido de la tecnología de destilación por compresión de vapor con un 13,3 % y la tecnología de ósmosis inversa con un 12,2 %.

Palabras clave: Agua de producción, tecnologías, tratamiento, riego, cultivos, salinidad, sodicidad, industria petrolera.

ABSTRACT

The research was focused on the review of production water treatment technologies for its use in crop irrigation. Initially, a general characterization of the components that the production water may have was carried out, among which the inorganic ions, total dissolved solids, organic constituents, hydrocarbons in oil, metals, radioisotopes and added chemicals stand out. Likewise, the parameters that a water should have for the irrigation of crops were determined, the most relevant and that have the greatest impact on the crop and the soil are: salinity, sodicity, alkalinity, pH and toxicity by specific ions. The treatment technologies for the production water were identified and described, the research was divided into: pretreatment such as hydrocyclones, thermal separation processes such as MSF, MED and VCD, membrane filtration processes such as: MF, UF, NF and RO, electrostatic processes such as ion exchange and electrodialysis, new treatment technologies such as MPPE and artificial humidities. Finally, through an analytical hierarchical process it was determined that the most suitable treatment technologies for irrigation are artificial wetlands with a 26, 8% importance followed by vapor compression distillation technology with 13.3% and reverse osmosis technology with 12.2%.

Key words: Production water, technologies, treatment, irrigation, crops, salinity, sodicity, oil industry.

INTRODUCCIÓN

El mayor efluente extraído del subsuelo en un campo petrolero es el agua, más conocida como “agua de producción”, la cual puede ser una mezcla compleja de diferentes compuestos orgánicos e inorgánicos (principalmente sales, minerales y aceites), es en mayor parte agua residual generada durante la producción de petróleo y gas. El volumen de este efluente está aumentando en todo el mundo, y como consecuencia, su descarga al medio ambiente es una de las principales preocupaciones globales, existen varios métodos físicos y químicos para tratar el agua de producción, cada método tiene sus propias ventajas y desventajas especialmente cuando se utiliza para unidades offshore u onshore (Nasiri, 2017).

El agua de producción puede causar importantes desafíos ambientales debido a su alto volumen y salinidad, y se considera un factor clave en la explotación económica de los campos petroleros. Por lo tanto, hacer uso de un sistema integrado de tratamiento de aguas residuales rentable es un requisito fundamental en las industrias de petróleo y gas. El desafío ambiental más importante con el agua de producción en las áreas onshore es el contenido de sal (particularmente la proporción relativa de sodio en otros iones), mientras que en áreas marinas es el contenido orgánico, así como la contaminación de las aguas superficiales y subterráneas (Bagheri, 2018).

El volumen de agua de producción fácilmente podría exceder la del hidrocarburo producido por más de diez veces durante la vida útil del yacimiento, en consecuencia las políticas de gestión de este subproducto han hecho que el costo de producción, tratamiento y eliminación del agua de producción sea una base para determinar la vida económica de los campos petroleros, especialmente en circunstancias donde no hay suficiente capacidad para descargar el agua de producción o cuando su calidad es pobre (Burnett, 2006).

Históricamente, el tratamiento de agua de producción se ha limitado a la extracción del petróleo libre y los sólidos en suspensión, utilizando tecnologías de separación física, seguido de la disposición o bombeo en los pozos de inyección. Debido a las nuevas regulaciones, combinadas con las restricciones geológicas y la escasez de agua local, el

impulso de tener una mayor fracción del agua de producción tratada más ampliamente y finalmente reutilizada, está aumentando.

Además, el crecimiento en la aplicación de procesos de uso intensivo de agua para extraer recursos de petróleo y gas no convencionales, en particular los entrampamientos de lutitas y arenas bituminosas, ha aumentado la necesidad de un tratamiento rentable y la reutilización de agua de producción, para reducir la toma de agua dulce (Hussein, 2014).

Como resultado, y debido a que las tecnologías de separación física tradicionalmente utilizadas en el pasado, en la mayoría de los casos, no son capaces de producir agua de calidad adecuada para reemplazar la toma de agua dulce, la industria del petróleo está investigando una variedad de nuevas tecnologías de tratamiento de agua de producción.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Revisar las tecnologías para tratamiento de aguas de producción petrolera para su aprovechamiento en riego de cultivos.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Caracterizar bibliográficamente el agua de producción de la industria petrolera.
- Describir los parámetros requeridos del agua para riego en cultivos.
- Identificar las tecnologías empleadas en el tratamiento del agua de producción petrolera.
- Seleccionar las tecnologías aplicables para el tratamiento del agua de producción para su aprovechamiento en riego de cultivos

1. MARCO DE REFERENCIA

En este capítulo se mencionan las generalidades del agua de producción, aspectos como: ¿Qué es?, su origen, su ciclo, su producción, algunos de los aditivos que podría contener, su disposición y su control. Además, se comentan algunos aspectos de contaminación del agua en la industria petrolera como las causas de dicha contaminación y algunos problemas riesgos e implicaciones ambientales.

1.1 Agua de producción petrolera

1.1.1 Definición

El agua de producción petrolera es el agua obtenida en superficie, a través de pozos de petróleo y/o gas, proveniente de las formaciones geológicas. Es producida durante la extracción de petróleo desde una formación de interés (agua connata), un acuífero activo (agua intrusiva) o un proyecto de inyección de agua (agua inyectada). (Villegas, 2017)

El agua producida también conocida como salmuera de yacimiento petrolífero, agua salada o agua de formación, es el mayor producto de desperdicio durante la vida de casi todos los yacimientos y pozos en la producción de petróleo y gas. La producción de agua, históricamente, ha promediado seis veces la producción de petróleo durante la vida de todos los pozos petroleros. Se estima que la producción mundial del agua es de aproximadamente de 210 millones de barriles por día que acompañan a los 75 millones de barriles de petróleo. (Villegas, 2017)

Cabe aclarar que el agua no es un producto de desecho, sino un subproducto generado por la producción del petróleo. No puede ser reutilizado en la superficie para la producción del petróleo y en algunos casos llega a presentar usos alternativos limitados debido a su calidad. El agua producida puede cambiar considerablemente con el transcurso del tiempo. La adición de aguas residuales o de purga de la planta genera cambios cíclicos en la composición del agua, debido a la regeneración por intercambio de iones o al ciclado de purga. (Arpel, 2010)

1.2 Origen

La estrecha relación existente entre el agua y el petróleo empieza desde el origen del hidrocarburo. La teoría del origen orgánico y sedimentario muestra que el petróleo es el resultado de un complejo proceso físico-químico a profundidad que, por presión y altas temperaturas, produce la descomposición de grandes cantidades de materia orgánica en aceite y gas. La materia orgánica es aportada por fitoplancton y zooplancton marinos, restos animales y vegetales depositados en lechos marinos y en el fondo de grandes lagos. En casi todas las formaciones productoras de hidrocarburos, los espacios porosos inicialmente contaron con agua connata (nacido al mismo tiempo) alojada en los depósitos sedimentarios durante su formación y perpetuada en ellos desde entonces. Posteriormente, con la migración de los hidrocarburos, el aceite y gas quedan atrapados en la roca almacenadora y hacen que el agua sea desplazada (no en su totalidad, ya que siempre queda algo de ella en la roca). Así, se tiene más de un fluido en el yacimiento.(Sanchez Uribe, 2013)

El inicio de la producción de aceite y gas genera el flujo de agua de formación por el pozo, dando comienzo a la producción de agua prácticamente desde el principio de la explotación. El corte de agua generalmente se incrementa con el paso del tiempo, por lo que al cerrar la producción, el contenido de aceite es bajo, mientras que el contenido de agua es de aproximadamente un 98%. Una fuente importante de producción de agua en un yacimiento petrolero es un acuífero, una formación geológica subterránea compuesta de grava, arena o piedra porosa; estrados dentro de la zona de saturación que pueden proporcionar agua en una cantidad aprovechable. Las condiciones geológicas e hidrológicas determinan su tipo y funcionamiento. Los acuíferos más efectivos son la arenas y la grava sin consolidar, la arenisca y algunas calizas.(Sanchez Uribe, 2013)

1.2.1 Ciclo del agua

El agua está presente en todas las etapas de la vida del campo petrolero, desde el origen, exploración, hasta el abandono del campo, pasando por el desarrollo y la producción del mismo. En la extracción de petróleo de un yacimiento, el agua proveniente

de un acuífero subyacente o de los pozos inyectoros, se mezcla y es producida junto con el petróleo. Dicho flujo de agua que luego invade la tubería de producción y las instalaciones de procesamiento en la superficie, y por último, es extraído y recolectado, desechado o inyectado para mantener la presión del yacimiento, se denomina “ciclo del agua”. (Bailey et al., 2000)

1.3 Componentes

Diariamente se producen millones de barriles de agua, cuyos componentes primarios dependen del agua específica producida conteniendo grandes cantidades de sales disueltas, sólidos en suspensión, metales pesados e hidrocarburos dispersos y disueltos, material flotante, grasas y aceite libre, emulsionado y disuelto. Con base en estudios desarrollados, los componentes normales encontrados en las aguas producidas son: cationes como calcio (Ca^{++}), magnesio (Mg^{++}), sodio (Na^+), hierro (Fe^{+++}), bario (Ba^{++}), estroncio (Sr^{+++}) y radio (Ra^{+++}). Así como aniones dentro de los que se encuentran cloruro (Cl), carbonato (CO_3), bicarbonato (HCO_3) y sulfato (SO_4). (Arpel, 2010; Villegas, 2017)

1.4 Producción

Las operaciones de producción se encuentran en donde hay ganancias con el petróleo y el gas, a menudo comienza con la perforación del pozo de exploración y continua con el desarrollo del campo. Requiere que los fluidos que entran en el pozo, puedan fluir hasta la superficie donde son procesados, separados y transportados. La producción de agua en un comienzo es mínima (de hasta 0.5% BS&W), el movimiento de fluido en el yacimiento y los contactos agua/petróleo varían; los movimientos del agua y de los contactos se dan en función de los parámetros del yacimiento (transmisibilidad y tasas de recogimiento). El agua que se mueve en el yacimiento llegará al pozo y comenzará a salir de la producción. Todos los pozos producen agua en cantidades que varían hasta llegar a ser varias veces el volumen de petróleo. Es casi inevitable la producción de agua

durante la vida del pozo y los volúmenes incrementan con la irrupción del agua hasta encontrar un límite económico.(Arpel, 2010)

1.4.1 Fuentes de producción de agua

- **Agua de barrido:** proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento.
- **Agua buena:** es el agua producida dentro del hueco como consecuencia del flujo de agua a través del yacimiento, no puede ser eliminada sin perder reservas.
- **Agua mala:** agua producida dentro del hueco que no produce petróleo o agua producida por encima del límite económico de la relación agua-aceite.(Sanchez Uribe, 2013)

1.4.2 Mecanismos que inciden en la producción excesiva de agua

En la producción de petróleo se puede presentar un exceso de producción de agua en superficie definida como “agua indeseada”. Llegando a generar altos costos operativos, impactos ambientales y reducción de la productividad de aceite con altos cortes de agua. En cuanto a los posibles problemas de producción de agua en las cercanías del pozo es común encontrar: fugas en el revestidor o “casing”, canalización detrás del revestimiento, daños causados por acumulación de incrustaciones o bacterias, pozo completado con perforaciones cercanas a las zonas de agua y completación en zonas de transición de fases agua/petróleo. Por otro lado, en los problemas de producción de agua a nivel de yacimiento (que puede incluir zonas más allá del área de drenaje del pozo productor) es frecuente contar las siguientes condiciones: conificación, canalización en zonas de alta heterogeneidad o altos contrastes de permeabilidad, adedamiento por alta relación de movilidad, zonas de alta conductividad como fracturas y/o fallas.(Ramos & Marin, 2018)

1.5 Aditivos

Los componentes del agua producida pueden cambiar con la adición de productos químicos, algunos de los cuales son: rompedores de emulsión (facilitan la recuperación del petróleo), inhibidores de corrosión (pueden ser aminas formadoras de películas solubles en agua), inhibidores de parafina (empleados como levantamiento artificial en áreas donde la deposición de parafina presente problemas), inhibidores de incrustación (impiden la deposición de costras de carbonatos y sulfatos), bactericidas, removedores de oxígeno y elementos que minimizan los hidratos.(Arpel, 2010)

1.6 Disposición

Generalmente, se dispone del agua producida de un pozo, en un tanque, foso o bajo tierra. No se hace uso de un foso para la eliminación o depósito de agua producida en una planta procesadora de gas o batería, o producida de un pozo no conectado a una planta procesadora de gas. A su vez, no se dispone ni se almacena más de 100 barriles de agua en un foso de tierra en cualquier mes, a menos que las consideraciones de salinidad del agua, naturaleza del suelo y otras circunstancias lo permitan.(Arpel, 2010)

1.7 Control del agua

El agua producida puede ser tratada y eliminada por diversos métodos, la mayoría de los cuales ya han sido empleados. Desde el comienzo de la exploración se debe contar con equipos para separar el agua del petróleo, eliminarla y tratarla. Situándose como fuente sustancial de agua en pozos petroleros, la recuperación secundaria, que hace referencia a la inyección de agua mediante un sistema de pozos situados en los pozos productores. (Sanchez Uribe, 2013)

La cantidad de agua que puede tolerar cualquier pozo es variable. En inundaciones de agua con separación en el sitio y reinyección a grandes volúmenes, el límite económico máximo podría ser de 50 barriles de agua producida por barril de petróleo.

En cambio, con la eliminación de aguas limitada, costosa y regalías altas sobre el petróleo, los límites económicos pueden llegar a ser de 2 o 3 barriles de agua producida por barril de petróleo. Por lo que se hace evidente la importancia de la consideración económica diferida entre los costos de eliminación del agua que presentan variaciones de hasta 10 centavos de dólar por barril con aguas descargadas en áreas marinas y más de \$1.50 dólares por barril con transporte en camiones de tierra firme. (Sanchez Uribe, 2013)

El control del ciclo de producción de agua, su separación en el fondo y superficie, así como su eliminación; abarca multiplicidad de servicios de campo como la adquisición de datos, diagnóstico con sensores de fondo, simulación de yacimientos para caracterizar el flujo, perfil de producción y análisis del agua para detectar problemas, separación del agua e instalaciones de producción. Estudios con los que se llega a la producción de guías que describen el agua, sugieren cómo minimizar los volúmenes, analizan sus componentes, señalan los problemas ambientales, recomiendan métodos para la proteger el medio ambiente y especifican los tratamientos requeridos antes de la eliminación. (Arpel, 2010)

1.9. Contaminación del agua en la industria petrolera

1.9.1 Causas de contaminación del agua en factores petroleros

En la fase de producción se presentan inconvenientes en la separación de materia prima de la emulsión residual, lo cual hace que el agua de desecho no quede en condiciones de uso para sistemas naturales o en lodo de perforación. Conjuntamente, se presenta agua con aceite en forma de emulsión, donde la adición de químicos para separarlos ocasiona grumos en el fluido al formarse asociaciones con las sales y minerales. Lo ideal es recuperar la mayor cantidad de aceite posible del agua con la menor cantidad de sólidos. (Buitrago, 2014)

1.9.2 Fuentes de contaminación

Se pueden identificar las siguientes fuentes de contaminación (Balzategi & Moñino, 2008):

- Petróleo crudo de los derrames, goteo y petróleo contenido en los fluidos de desecho.
- Fluidos de reacondicionamiento de los pozos: agua de control del pozo, cemento, aditivos químicos, petróleo, agua de formación, derivados del petróleo.
- Fluidos y ripsos de perforación: aditivos químicos, cemento, minerales, agua de formación, petróleo.
- Fluidos y ripsos de perforación: aditivos químicos, cemento, minerales, agua de formación, petróleo.
- Aditivos químicos, anticorrosivos, biocidas.
- Aguas de escorrentía: sólidos en suspensión, aceites y grasas.
- Los fondos de tanques y aceite residual.
- Los químicos y residuos utilizados en las distintas fases de la operación son dispuestos en el ambiente.

1.10 Problemas, riesgos e implicaciones medio ambientales

Por lo general, antes del tratamiento, el agua producida cuenta con gotas de petróleo suspendidas y emulsificadas. Las salmueras de yacimientos petrolíferos no son aptas para el consumo humano ni para animales. El agua producida puede ser clara, haciendo difícil su distinción de otras aguas, es un contaminante de la misma gravedad específica de la capa acuífera; potencial fuente de alimentación de la capa freática, con una movilidad equivalente y mezclable con el agua dulce de la capa freática. (Arpel, 2010)

Los riesgos medioambientales asociados al mal manejo del agua en la industria petrolera se deben a su contenido de sólidos totales; grasas y aceites; metales pesados, gases, aniones, cationes y microorganismos. Las aguas de producción pueden llegar a contener un nivel excesivo de radiación causado por la presencia de estroncio y radio, minerales altamente radiactivos. Así como también niveles inaceptables de crudo suspendido o emulsificado. A continuación se explican los efectos de los compuestos e iones más comunes (Mesa et al., 2018; Zamora & Ramos, 2010):

- **Sodio y cloruros:** el sodio es perjudicial en la calidad del agua, en la irrigación su evaporación fomenta la acumulación de sal dañina. Cuando el sodio se combina con sulfatos problemas de salud y espuma en las calderas.
- **Metales pesados:** elementos tóxicos para los seres humanos aun en pequeñas cantidades, se concentran en organismos como los crustáceos.
- **Sulfuros:** matan a los peces y son perjudiciales en procesos industriales.
- **Aceites y grasas:** tóxicos para los peces y reducen la aireación.
- **Concentración salina:** la mayoría de las aguas producidas presentan concentraciones salinas elevadas, niveles de cloruro de 150,000 a 180,000 ppm. Condiciones en las que son tóxicas para todas las formas de vida.
- **Mercurio:** metal que puede bioacumularse en la cadena alimenticia, razón por la cual no se cuenta con mecanismos suficientes de eliminación en los organismos vivos.
- **Plomo:** es tóxico para la mayoría de los seres vivos.

En la fase de producción se generan grandes cantidades de desechos tóxicos en los sitios de los pozos y estaciones de separación. Como consecuencia, el principal impacto ambiental de esta fase es la contaminación de los cuerpos de agua superficiales y subterráneos con las aguas de formación (que son sumamente tóxicas) y demás desechos producidos. El aire es contaminado con combustiones incompletas de la quema de gas que produce gases tóxicos, propiciando la generación de lluvias ácidas y con ello, la afectación de la vegetación. Sumado a esto, en esta fase también se presenta compactación y contaminación de los suelos por derrames de crudo y aguas de formación. (Zamora & Ramos, 2010)

La contaminación de los cuerpos de agua afecta las especies vegetales y animales acuáticos que terminarán afectando a los seres humanos, la eliminación indebida de aguas de producción es fácilmente notoria en zonas continentales – y a menudo mar afuera. Los factores que afectan los cuerpos de agua son los niveles de oxígeno disuelto, sólidos suspendidos e inorgánicos disueltos, aceite y grasa, pH, temperatura, color,

turbidez, nutrientes, elementos tóxicos, población bacteriana y materia orgánica.(Arpel, 2010)

Como menciona Mesa et al (2018), la carga contaminante del agua residual de producción de hidrocarburos se ve reflejada en la demanda biológica de oxígeno (DBO), demanda química de oxígeno (DQO), sólidos suspendidos totales, nitrógeno y fósforo total. En Colombia, según el Estudio Nacional del Agua 2014, las zonas hidrográficas más presionadas por DBO, DQO y sólidos suspendidos totales son el Orinoco, especialmente el río Guatiquía en el departamento del Meta, así como toda la vertiente del Magdalena y del Cauca. El 13% de la carga de DBO total industrial está representada por derivados del petróleo (fuera de refinería); el 27% de la carga de DQO total industrial corresponde a emisiones de industrias petroquímicas; y el 11% de la carga total industrial de sólidos suspendidos totales lo aporta la industria petroquímica. (p.88)

2. CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN PETROLERA

El agua de producción contiene componentes inorgánicos similares al agua de mar, rica en sodio y iones cloruro. Dresel y Rose explicaron que el origen de las salmueras producidas era una mezcla de agua de mar y agua dulce después de algunas reacciones físicas (evaporación, mezcla o filtración) y químicas (como precipitación, intercambios mineralógicos en rocas, etc.) (Li, 2013).

Todas las aguas de formación contienen sólidos disueltos, principalmente cloruro de sodio. Por esta razón este tipo de agua es llamada salmuera o agua de sal, sin embargo, las salmueras de los campos de petróleo no tienen relación directa con el agua marina, tampoco se parecen en la concentración de sólidos o en la distribución de iones presentes. Generalmente las aguas de formación, que después se convertirán en aguas de producción, contienen mucha más concentración de sólidos que el agua de mar. Se han reportado aguas de formación con concentraciones de sólidos totales que van desde tan solo 200 ppm hasta la saturación, que es aproximadamente 300,000 ppm. El agua de mar contiene alrededor de 35000 ppm de sólidos totales.(McCain, 2017)

Para ilustrar la información anteriormente descrita F.F. Rosario y M.C.M. Bezerra compararon el agua de formación de Campo Basin en Brasil (obteniendo muestras tanto en el fondo del pozo, como en cabeza) con el agua de mar como se muestra en la Tabla 1 y 2 respectivamente.

Cabe aclarar que la composición del agua de producción cercana al contacto agua-petroleo (WOC) y el agua en el intervalo del acuífero son muy similares, sin embargo, en la zona del acuífero se encontraron mayores valores de sulfato y bicarbonato (Rosario & Bezerra, 2001).

Tabla 1.*Composición agua de formación (Campo Basin, Brazil)*

Constituyentes (mg/l)	Muestra del fondo del pozo		Muestra de cabeza del pozo
	MDT	PDS	
Na ⁺	64 0000	63 000	65 000
K ⁺	400	430	390
Ca ²⁺	5 700	5 800	6 000
Mg ²⁺	870	850	830
Ba ²⁺	46	40	34
Sr ²⁺	500	490	470
Cl ⁻	109 800	111 300	111 300
HCO ₃ ⁻	35	97	51
CH ₃ COO ⁻	143	84	107
SO ₄ ²⁻	42	92	82
pH (25°C)	7.5	7.2	7.4
Salinidad (NaCl mgl)	180 950	183 411	183 411

Nota. Descripción de los constituyentes químicos del agua de formación con muestreos en fondo y cabeza del pozo para el Campo Basin (Brazil) Tomado de: Rosario, F. F., & Bezerra, M. C. M. (2001). *SPE 68332 Scale Potential of a Deep Water Field - Water Characterisation and Scaling Assessment*. 8.

Tabla 2.

Composición del agua de mar

Constituyentes	Concentración (mg/l)
Na ⁺	11 500
K ⁺	226
Ca ²⁺	504
Mg ²⁺	1 390
Ba ²⁺	1
Sr ²⁺	9
Cl ⁻	21 300
HCO ₃ ⁻	150
SO ₄ ²⁻	2834
pH (25°C)	8.0
Salinidad (NaCl mg/l)	35 100

Nota. Descripción de los constituyentes químicos para el agua de mar. Tomado de: Rosario, F. F., & Bezerra, M. C. M. (2001). *SPE 68332 Scale Potential of a Deep Water Field - Water Characterisation and Scaling Assessment*. 8.

Los cationes disueltos comúnmente encontrados en las aguas de producción son Na⁺, Ca⁺⁺, y Mg⁺⁺. Ocasionalmente K⁺, Ba⁺⁺, Li⁺, Fe⁺⁺ y Sr⁺⁺ está presentes. Trazas de entre 30 a 40 de otros iones diferentes frecuentemente se encuentran en las salmueras complejas.

En adición a las sales disueltas, microorganismos de diferentes especies y cepas están usualmente presentes en las aguas de producción. El origen de estos organismos no se conoce realmente, ya que podrían estar presentes en los yacimientos no explotados o bien se podrían introducir durante la perforación de los pozos. Estos microorganismos contribuyen a la corrosión en el pozo y al taponamiento de las formaciones durante las operaciones de inyección de agua. Las resistentes bacterias

anaeróbicas reductoras de sulfato son considerados los organismos más problemáticos generalmente encontrados en el agua de formación (McCain, 2017).

Como se ha mencionado con anterioridad el agua producida es una mezcla compleja de sustancias químicas orgánicas e inorgánicas disueltas y en partículas. Las propiedades físicas y químicas del agua producida varían ampliamente según la edad geológica, la profundidad y la geoquímica de la formación que contiene hidrocarburos, así como la composición química de las fases de petróleo y gas en el yacimiento y los productos químicos que se agregan con el fin de obtener una mayor producción de petróleo, por lo que es pertinente aclarar que no hay dos aguas de producción iguales y se necesitan estudios específicos de la región para abordar los riesgos ambientales de su descarga (Yang, 2011).

2.1 Iones inorgánicos

Los iones inorgánicos más abundantes en el agua producida con alta salinidad son, en orden de abundancia relativa en el agua producida, sodio, cloruro, calcio, magnesio, potasio, sulfato, bromuro, bicarbonato y yoduro. Las diferentes proporciones de concentración de muchos de estos iones podrían deberse a diversos factores, entre las explicaciones que se han propuesto están la presencia de algunos sedimentos no marinos, dilución de agua subterránea, concentración mediante la evaporación de gases, reducción de sulfatos por bacterias anaerobias o constituyentes del petróleo, adsorción e intercambio catiónico con minerales arcillosos, disolución de sales minerales por la migración de agua de formación, intercambio de iones de magnesio y sodio durante la dolomitización, precipitación de sulfatos de magnesio y calcio, y reacciones químicas entre constituyentes de los sedimentos. Una o varias de estas teorías podría aplicar a cualquier aguas de formación, lo importante es señalar que un agua de formación específica, tiene diferente composición a otra, incluso si se encuentra en una formación cercana (McCain, 2017).

Las concentraciones de sulfato y sulfuro suelen ser bajas, lo que permite que el bario y otros elementos que forman sulfatos y sulfuros insolubles estén presentes en solución en altas concentraciones. El agua producida de pozos de petróleo / gas ácido puede

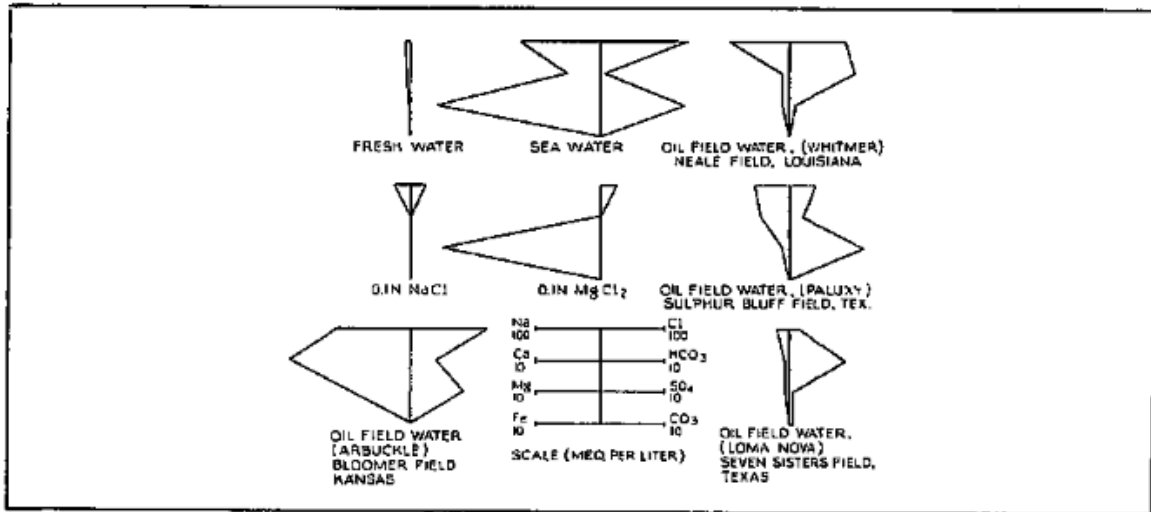
contener altas concentraciones de sulfuro y azufre elemental. Por ejemplo, el agua producida de un pozo costa afuera de California contenía 48 a 216 mg / L de sulfuro y 0,6 a 42 mg / L de azufre (Witter & Jones, 1999) ,en otros lugares como en las plataformas brasileñas offshore, las aguas de producción contienen más de 2000 ppm de sulfatos, una concentración lo suficientemente alta para promover la formación de incrustaciones de bario y calcio; en cambio el agua de producción de Hibernia, extraída de un yacimiento en los Grandes Bancos de Newfoundland, Canadá, en 2000, contenía 248 a 339 ppm de SO₄, una concentración lo suficientemente baja como para reducir la probabilidad de producir incrustaciones de bario y calcio (Ayers y Parker, 2001).

Los iones de amoníaco podrían estar presentes en algunas aguas de producción en concentraciones elevadas, provocando respuestas inhibitorias o estimuladoras de la biota residente. El agua de producción de Hibernia contiene aproximadamente 11 ppm de NH₃, mientras que la brasilera contiene de 22 a 800 ppm. Sin embargo, las concentraciones de nitratos y fosfatos frecuentemente son bajas en este tipo de aguas (Las de Hibernia contienen alrededor de 0,35 ppm de P y 0,02 ppm de NO₃) disminuyendo el promedio de eutroficación en las aguas receptoras.(Yang, 2011)

Los análisis de agua, por consiguiente, contienen incluso más de 10 valores numéricos representando la composición de varios iones. Por lo tanto, los datos se pueden visualizar más fácilmente en forma de patrón. Las diferencias entre aguas se evidencian comparando estos patrones. La Figura 1 muestra uno de los métodos más comunes para presentar un análisis de agua. La escala usada para el patrón, está en el centro de la figura. Los cationes se muestran en la parte izquierda mientras que los aniones en la parte derecha, la línea vertical representa el 0. Los números inmediatamente debajo de la identificación de cada ion están en escala de miliequivalentes por litro. Algunas aguas de producción de campos petroleros se representan en una escala, donde los valores máximos de la línea horizontal adquieren un valor de 100 meq de sodio y cloro por litro, y 10 meq/lit de cada uno de los otros iones. Para salmueras altamente concentradas, se utiliza una escala de 1000 meq/lit de sodio y cloro y 100 meq/lit de cada uno de los otros iones, algunas veces se puede usar una escala logarítmica para las concentraciones de cada ion (McCain, 2017).

Figura 1.

Patrones comunes de los principales iones para el agua de producción



Nota. La figura representa la concentración de los principales iones de agua de producción de diferentes campos en EEUU, agua dulce y agua de mar. Tomado de: McCain, W. D. (2017). Properties of Petroleum Fluids. In *Petroleum Production Engineering* (pp. 19–36). <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-809374-0.00002-7>.

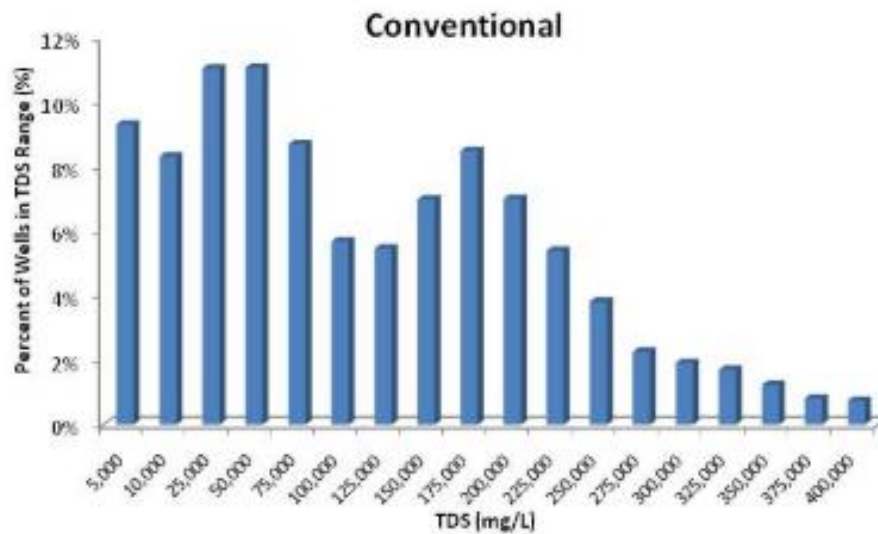
2.2 Sólidos disueltos totales (TDS)

Según un estudio realizado por Guerra et al, los TDS (según sus siglas en inglés) estaban en el rango de 370-1940 ppm y era directamente proporcional al aumento de las concentraciones de sodio y bicarbonato. Recientemente, se ha investigado la concentración de TDS a lo largo del tiempo para el agua producida, y los resultados mostraron que la calidad de esta cambia con el tiempo, lo que afecta su gestión y reutilización. Las variaciones en la concentración de TDS ocurren debido a varias razones, incluida la ubicación del pozo en el campo y las variaciones geológicas entre cuencas, entre otras. Además, la concentración de TDS varía entre los pozos convencionales y no convencionales, ya que se encontró que la concentración de TDS era < 50,000 ppm en los pozos no convencionales CBM (coal bed methane) mientras que en los pozos convencionales alcanzaba valores de 400,000 ppm (Al-Ghouti et al., 2019).

Para comprobar este argumento se compararon pozos convencionales y no convencionales al occidente de Estados Unidos, en donde se demuestra que se puede hacer una gran distinción en el tipo de pozo en función del rango observado de concentraciones de TDS. La Figura 2 muestra la distribución de TDS en pozos convencionales y la Figura 3 muestra la distribución en pozos no convencionales. Los gráficos de histograma utilizan barras alargadas que representan diferentes concentraciones de TDS. El porcentaje de pozos en cada barra dicta la altura en el eje y. Se denota una gran diferencia en la escala de las concentraciones de TDS para calidades de agua de pozo convencionales versus no convencionales (Guerra et al., 2011a).

Figura 2.

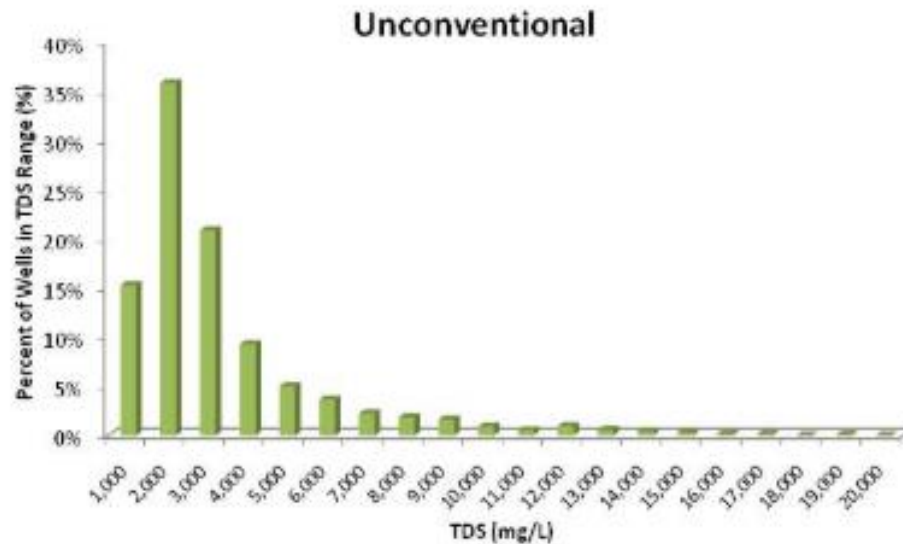
Distribución de la concentración de TDS para pozos convencionales



Nota. Tomado de: Guerra, K., Dahm, K., & Dundorf, S. (2011a). Oil and Gas Produced Water Management and Beneficial Use in the Western United States. *U.S. Department of the Interior Bureau of Reclamation, Managing Water in the West*, 157, 129. <https://doi.org/3180>.

Figura 3.

Distribución de la concentración de TDS para pozos CBM no convencionales.



Nota. Tomado de: Guerra, K., Dahm, K., & Dundorf, S. (2011a). Oil and Gas Produced Water Management and Beneficial Use in the Western United States. *U.S. Department of the Interior Bureau of Reclamation, Managing Water in the West*, 157, 129. <https://doi.org/3180>

Existen diferencias claras en las formas del histograma entre pozos convencionales y no convencionales en la distribución de TDS. Los pozos convencionales abarcan consistentemente el rango de TDS entre 5,000–200,000 mg / L, pero el porcentaje de pozos en rangos de TDS más altos tiende a disminuir a medida que las concentraciones de TDS aumentan más allá de 200,000 mg / L. La distribución de pozos por encima de 200.000 mg / L es del 18%, mientras que el 53%, es decir, la mayoría de los pozos varía entre 50.000 y 200.000 mg / L; y el 29% exhibe concentraciones de TDS por debajo de 50.000 mg / L. Por el contrario, el 99% de los pozos no convencionales estudiados, exhiben concentraciones de TDS por debajo de 50.000 mg / L. Además, el 86% de los pozos no convencionales exhiben un TDS de 5,000 mg / L o menos. La concentración de sal, indicada por los TDS, representa una clara distinción en la composición entre las aguas producidas de pozos convencionales y las de CBM.

2.3 Constituyentes orgánicos

En principio se debe aclarar que el agua producida se elimina de un sistema inherentemente orgánico, donde las fuentes de carbono se han convertido en hidrocarburos a lo largo del tiempo geológico. La materia orgánica en el agua de producción existe en dos formas: aceite disperso y material orgánico no hidrocarburo (Stephenson, 1992).

La cantidad y naturaleza del aceite soluble o de los materiales orgánicos no hidrocarburos en el agua producida depende de varios factores: tipo de hidrocarburo que se produce, volumen de producción de agua, técnica de levantamiento artificial y edad de producción. El único factor estudiado hasta cierto punto es el tipo de petróleo (parafínico, asfáltico o condensado de gas) (Stephenson, 1992).

2.3.1 Carbono Orgánico Total (TOC)

El carbono orgánico total (TOC) varía desde concentraciones no detectadas hasta casi 2000 mg / L. El TOC incluye carbono en suspensión o carbono que no se disuelve. El carbono en suspensión podría incluir aceites o partículas de alta masa de carbono que se pueden eliminar por filtración. No obstante, otros autores como Ayers y Parker afirman que la concentración de carbono orgánico total (TOC) en el agua producida varía de menos de 0,1 a más de 11.000 mg / L y es muy variable de un tipo de yacimiento a otro (si está mayoritariamente compuesto por petróleo, gas o ambos). Los autores observaron que el agua producida de Hibernia tiene una concentración de TOC de aproximadamente 300 mg / L. Mientras que el agua producida en los pozos de Louisiana contiene de 67 a 620 mg / L de TOC disuelto (Ayers y Parker, 2001).

2.3.2 Ácidos Orgánicos

Los principales ácidos orgánicos que se encuentran en el agua producida son ácidos monocarboxílicos y ácidos dicarboxílicos (-COOH) de hidrocarburos alifáticos y aromáticos de bajo peso molecular, como ácido fórmico, ácido hexanoico, ácido butanoico, ácido acético, ácido propanoico y ácido pentanoico. Sin embargo, los ácidos orgánicos más abundantes en el agua de producción son el ácido fórmico y el ácido acético. Anteriormente, se investigó que la concentración de ácido fórmico fue de niveles

no detectables a 68 mg/L , ácido acético de 8 a 5735 mg/L y ácido propiónico hasta 4400 mg/L en muestras de agua producida recolectadas de Golfo de México frente a la costa de Texas y Luisiana y en la cuenca de Santa María frente a la costa de California (Al-Ghouti et al., 2019).

Otros autores como Røe Utvik, MacGowan y Surdam. Identificaron que varias muestras de agua producida en las plataformas del Mar del Norte, el Golfo de México de EE. UU y en California contenían de 60 a 7100 mg / L de ácidos orgánicos alifáticos totales de bajo peso molecular como se muestra en la Tabla 3, también pueden estar presentes pequeñas cantidades de ácidos aromáticos, se determinó que las aguas costeras de Louisiana contenían bajas concentraciones de ácidos alifáticos y aromáticos (MacGowan & Surdam, 1988; Røe Utvik, 1999).

Tabla 3.

Concentraciones en ppm de ácidos orgánicos de bajo peso molecular en el agua de producción de algunas facilidades de Noruega y Estados Unidos.

Ácido Orgánico	Fórmula	Costa afuera de EE UU	Mar del norte noruego
Ácido fórmico	CHOOH	ND – 68	26 – 584
Ácido acético	CH ₃ COOH	8 – 5735	No determinado
Ácido propanóico	CH ₃ CH ₂ COOH	ND -4400	36 – 98
Ácido butanóico	CH ₃ (CH ₂) ₂ COOH	ND - 44	ND - 46
Ácido pentanóico	CH ₃ (CH ₂) ₃ COOH	ND – 24	ND – 33
Ácido hexanóico	CH ₃ (CH ₂) ₄ COOH	No determinado	ND
Ácido oxálico	COOHCOOH	ND -495	No determinado
Ácido malónico	CH ₂ (COOH) ₂	ND – 1540	No determinado
Total de ácidos orgánicos medidos	---	98 - 7160	62 - 761

Nota. La tabla representa las concentraciones de algunos ácidos orgánicos de bajo peso molecular en el agua de 4 facilidades de producción offshore en el mar del norte noruego el golfo de México-Texas, costa de Louisiana, y en la cuenca Santa María-California. Tomado de: MacGowan, D. B., & Surdam, R. C. (1988). Difunctional carboxylic acid anions in oilfield waters. *Organic Geochemistry*. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90262-8](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90262-8)

Estos ácidos orgánicos de bajo peso molecular son fácilmente biosintetizados y biodegradados por bacterias, hongos y plantas, por lo que representan nutrientes para el crecimiento de fitoplancton y zooplancton. Los ácidos orgánicos se producen por pirólisis hidratada o degradación microbiana de hidrocarburos en la formación productora de petróleo (Barman Skaare et al., 2007).

Muchos petróleos crudos, particularmente aquellos que han sido biodegradados en la formación, contienen altas concentraciones de ácidos nafténicos, (cicloalcanos y / o ácidos benzoicos con uno o más carbonos saturados de 5 o 6 anillos o estructuras aromáticas). Los ácidos nafténicos son ligeramente solubles en agua y, cuando abundan en el petróleo crudo, también están presentes en el agua producida asociada (Holowenko et al., 2002).

Estos ácidos orgánicos fueron producidos por biodegradación anaeróbica de hidrocarburos aromáticos en el petróleo crudo en el yacimiento. Las bacterias anaeróbicas pueden ser abundantes en la formación de petróleo / gas si la temperatura del reservorio es inferior a unos 100°C. Los ácidos nafténicos en el petróleo crudo y el agua producida son motivo de preocupación porque su acidez contribuye a la corrosión de la tubería de producción y contribuyen a la toxicidad del agua producida (Thomas et al., 2009).

2.4 Hidrocarburos del petróleo

Los hidrocarburos de petróleo son sustancias químicas orgánicas que consisten únicamente en carbono e hidrógeno, asimismo son las sustancias químicas de mayor preocupación ambiental en el agua producida. Los hidrocarburos de petróleo se clasifican en dos grupos: los saturados y los aromáticos. La solubilidad de los

hidrocarburos de petróleo en agua disminuye a medida que aumenta su tamaño (peso molecular), los hidrocarburos aromáticos son más solubles en agua que los hidrocarburos saturados del mismo peso molecular. Los hidrocarburos en el agua producida aparecen tanto en forma disuelta como dispersa (gotas de aceite) (Yang, 2011).

Los separadores de aceite / aguas existentes, como los hidrociclones, son bastante eficientes para eliminar las gotas de aceite, pero no los hidrocarburos disueltos, los ácidos orgánicos, los fenoles y los metales del agua producida. Por lo tanto, gran parte de los hidrocarburos de petróleo descargados al océano en agua producida adecuadamente tratada son hidrocarburos aromáticos disueltos de bajo peso molecular y cantidades más pequeñas de hidrocarburos saturados. Debido a que no existen procedimientos de tratamiento que sean 100% efectivos, el agua producida tratada todavía contiene algo de aceite disperso (tamaño de gota que varía de 1 a 10 μm) (Johnsen et al., 2004).

2.4.1 Benceno, tolueno, etilbenceno y xileno (BTEX)

Los BTEX son compuestos aromáticos volátiles que están presentes naturalmente en productos de petróleo y gas, incluidos el gas natural, la gasolina y el combustible diesel, por lo que escapan fácilmente a la atmósfera durante el proceso de tratamiento del agua. El benceno se encuentra abundantemente en el agua producida sin embargo, el aumento de la alquilación conduce a la disminución de la concentración de benceno (Dórea et al., 2007).

Además, según una investigación realizada por Dórea et al, la concentración de BTEX presente en el agua producida de un campo petrolero en el Golfo de México, estaba compuesta por benceno en una mayor proporción con 0.44-2.80 mg/L, seguida de tolueno, xileno y etilbenceno. Esta tendencia concuerda con los resultados de Neff, en el que el benceno estaba presente en la concentración más alta, es decir, 0.084-2.30 mg/L en el agua producida, seguido de tolueno, etilbenceno y xileno (Dórea et al., 2007; J. Neff et al., 2011) como se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4.

Concentraciones de BTEX y algunos C₃-C₄ benzenos en el agua de producción de 7 plataformas offshore en el golfo de México y 3 facilidades de producción en Indonesia.

Compuesto	7 aguas de producción en el Golfo de Mexico	3 aguas de producción en Indonesia
Benceno	0.44 -2.80	0.084 -2.30
Tolueno	0.34 – 1.70	0.089 – 0.80
Etilbencina	0.026 – 0.11	0.026 -0.056
Xilenos (3 isómeros)	0.16 – 0.72	0.013 – 0.48
Total BTEX	0.96 - 5.33	0.33 -3.64
Propilbencenos (2 isómeros)	NA	ND -0.01
Metiletilbencenos (3 isómeros)	NA	0.031 – 0.051
Trimetilbencenos (3 isómeros)	NA	0.056 – 0.10
Total C3 – Bencenos	0.012 – 0.30	0.066 – 0.16
Metilpropilbencenos	NA	ND – 0.006
Dietilbencenos	NA	ND
Dimetiletilbencenos	NA	ND – 0.033
Total C4 – Bencenos	ND – 0.12	ND – 0.068

Nota. NA: No analizado ND: No detectado. Tomado de: Neff, J., Sauer, T. C., & Hart, A. D. (2011). Bioaccumulation of Hydrocarbons from Produced Water Discharged to Offshore Waters of the US Gulf of Mexico. In *Produced Water*. https://doi.org/10.1007/978-1-4614-0046-2_24.

2.4.2 Hidrocarburos aromáticos policíclicos

Los hidrocarburos aromáticos policíclicos, por sus siglas en inglés (PAH), se definen como hidrocarburos que contienen dos o más anillos aromáticos fusionados. Estos son

los hidrocarburos de petróleo de mayor preocupación ambiental en el agua producida debido a su toxicidad y persistencia en el medio marino (J. Neff et al., 2011).

Las concentraciones de PAH total en el agua producida suelen oscilar entre 0,040 y 3 mg / L, los PAH de 2 y 3 anillos consisten principalmente en las moléculas de este tipo más solubles en agua, como naftaleno, fenantreno y sus homólogos de alquilo. Los PAH de mayor peso molecular, de 4 a 6 anillos, rara vez se detectan en el agua producida adecuadamente tratada. Debido a sus bajas solubilidades acuosas, se asocian principalmente con gotas de aceite dispersas (Johnsen et al., 2004).

Burns y Codi informaron que del 5 al 10% del total de PAH en el agua producida de la plataforma Harriet A en el noroeste de Australia estaba en la fracción "disuelta". La fracción disuelta contenía principalmente alquilnaftalenos y trazas de alquilfenantrenos. La fracción de partículas (gotas de hidrocarburo) también contenía altas concentraciones de naftalenos y fenantrenos, y contenía casi todos los dibenzotiofenos, fluorantenos / pirenos y crisenos del agua de producción (Burns et al., 1999).

2.4.3 Fenoles

Los fenoles o compuestos fenólicos son parte de compuestos orgánicos aromáticos que incluyen uno o más grupos hidroxilo unidos a un grupo de hidrocarburos aromáticos. Hay varios niveles de fenoles presentes en el agua producida en pozos que operan con petróleo y gas, sin embargo, se encontró que la producción de aguas en yacimientos de gas condensado tiene la mayor concentración de fenoles (Callaghan & Baumgartner, 1990).

La comparación de la concentración de fenol en el agua producida en el campo de petróleo y gas reveló que el agua producida en el campo de gas tiene concentraciones más altas de fenol que el agua producida en el campo de petróleo (Al-Ghouti et al., 2019).

Neff et al y Johnsen et al determinaron que las concentraciones de fenoles totales en las aguas producidas de la costa del Golfo de Luisiana y el sector noruego del Mar del Norte varían de 2,1 a 4,5 mg / L y de 0,36 a 16,8 mg / L, respectivamente. Los fenoles

más abundantes en estas aguas producidas son fenol, metilfenoles y dimetilfenoles (Johnsen et al., 2004; J. Neff et al., 2011).

Cabe resaltar que los surfactantes de alquilfenol etoxilato, que contienen octilfenoles y nonilfenoles, se utilizan a veces en el sistema de producción para facilitar el bombeo de crudos viscosos o cerosos. Si el surfactante se degrada, algunos alquilfenoles se pueden disolver en el agua producida. Debido a la toxicidad de los fenoles más altamente alquilados, los surfactantes de etoxilato de alquilfenol se han reemplazado en aplicaciones donde el surfactante o sus productos de degradación pueden llegar al medio ambiente en cantidades significativas (Getliff & James, 1996).

2.5 Demanda química de oxígeno (DQO) y demanda bioquímica de oxígeno (DBO₅)

La demanda química de oxígeno (DQO) es una medida del oxígeno consumido por litro de solución. Debido a la naturaleza profundamente confinada del agua producida, los sistemas de reservorios son anóxicos, aunque puede ocurrir oxidación durante el bombeo y transporte si el agua entra en contacto con la atmósfera. La DQO es un reflejo de este sistema anóxico, pero también indica el alto contenido de carbono (Guerra et al., 2011).

La DQO es el equivalente en oxígeno de la fracción de material orgánico presente en una muestra, que es susceptible de oxidación, esta analiza la materia orgánica biodegradable como la que no lo es. Por su parte la demanda biológica de oxígeno (DBO₅) mide la capacidad de las bacterias comunes para digerir la materia orgánica, para obtener CO₂ y H₂O, generalmente en un periodo de incubación de 5 días a 20°C, analizando la disminución de oxígeno, es decir, mide la materia orgánica biodegradable (Villegas, 2017).

Se encontró que, según una investigación realizada por Zhao et al, la concentración de DQO fue de 280 mg/L en el agua producida en los campos petrolíferos de Canadá (Zhao et al., 2014). Del mismo modo, Shokrollahzadeh et al , encontraron que el nivel de DQO del agua producida extraída de la corriente de gas en una refinería de gas iraní era

de 270 mg/L (Shokrollahzadeh et al., 2012). Otra investigación en la que se analizaron las características fisicoquímicas del agua producida recolectada de dos instalaciones petroleras en Nigeria, señaló que la DQO no varía mucho entre las dos ubicaciones, ya que se encontró que era de $3,91 \pm 1,32$ mg/L para ambas ubicaciones y que al mismo tiempo era inferior al límite admisible de 125,0 mg/L (Obunwo & Chukwudi, 2015).

Por otra parte se conoce que un rango aproximado en el que varía la DBO para el agua de producción de un campo de gas está entre 75 y 2870 mg/L (Fillo et al., 1992), los elementos inorgánicos reducidos como Fe y Mn, los fluidos usados para la perforación de pozos y los aditivos químicos, pueden resultar en concentraciones más altas de DBO en el agua producida obtenida directamente del pozo. Según Adewumi et al., los altos volúmenes de materiales orgánicos en los fluidos de perforación pueden dar lugar a valores elevados de DBO en el agua producida. Además, el oxígeno disuelto puede agotarse gravemente en los cuerpos de agua que reciben agua producida con alto contenido de DBO, por lo que se debe garantizar una oxidación sustancial de esta agua para evitar la descarga de aguas residuales con alta DBO en aguas naturales (Adewumi et al., 1992).

2.6 Metales

El agua producida puede contener ciertos metales como Fe, Cr, Ba, Ni, Zn y otros. Sin embargo, las diferencias en el tipo, concentración y contenido químico de los metales están influenciadas por la edad y características geológicas, el volumen de agua inyectada y la composición química (Collins, 1975).

Algunos metales pueden estar presentes en las aguas producidas de diferentes fuentes en concentraciones sustancialmente más altas (1000 veces o más) que sus concentraciones en el agua de mar. Los metales presentes con mayor frecuencia en el agua de producción son bario, hierro, Manganeseo, mercurio y zinc (J. M. Neff et al., 2003) como se muestra en la Tabla 5 . Por lo general, solamente algunos de estos metales están presentes en concentraciones elevadas en una muestra de agua producida en particular.

Inyectar agua de mar en un pozo durante la producción puede aumentar la concentración de sulfato (presente en el agua de mar a una concentración de aproximadamente 2712 mg/L) en el agua de formación, lo que hace que el bario se precipite como barita (BaSO₄) y reduzca la concentración de bario disuelto en el agua producida (Stephenson, 1992) . Varios otros metales, en particular los isótopos de radio, pueden coprecipitarse con el bario, reduciendo sus concentraciones en el agua de producción.

Debido a que el agua de formación es anóxica, el hierro y el manganeso pueden estar presentes en solución en altas concentraciones. Cuando las aguas de formación que contienen altas concentraciones de estos metales se llevan a la superficie y se exponen a la atmósfera, el hierro y el manganeso precipitan como oxihidróxidos de hierro y manganeso. El zinc y posiblemente el plomo podrían derivarse en parte de estructuras de acero galvanizado en contacto con el agua producida o con otras corrientes de desechos que pueden tratarse en el sistema separador de petróleo / agua.

Tabla 5.

Rango de concentración (µg/L =ppb) de varios metales en el agua de mar, en el agua de producción de una plataforma escocesa, y de los grades bancos canadienses comparados con el agua de producción al noroccidente del golfo de México y en el sector noruego del mar del norte.

Metal	Agua de mar	Golfo de Mexico^a	Mar del Norte^b	Plataforma escocesa^c	Grandes Bancos
Arsénico	1 – 3	0.5 – 31	0.96 -1.0	90	<10
Bario	3 – 34	81.000 – 342.000	107.000 – 228.000	13.500	301 -354
Cadmio	0.001 – 0.1	<0.05 – 1.0	0.45 -1.0	<10	<0.02 – 0.04
Cromo	0.1 – 0.55	<0.1 – 1.4	5 - 34	<1 - 10	<1
Cobre	0.03 – 0.35	<0.2	12 – 60	137	<5

Hierro	0.008 - 2.0	10.000 – 37.000	4.200 – 11.300	12.000 – 28.000	1.910 – 3.440
Plomo	0.001 – 0.1	<0.1 – 28	0.4 – 10.2	<0.1 – 45	0.09 – 0.62
Manganesio	0.03 -1.0	1.000 – 7.000	NA	1.300 – 2.300	81 -565
Mercurio	0.00007 - 0.006	<0.01 -0.2	0.017 -2.74	<10	NA
Molibdenio	8 -13	0.3 – 2.2	NA	NA	<1
Niquel	0.1 -1.0	<1.0 – 7.0	22 – 176	<0.1 – 420	1.7 -18
Vanadio	1.9	<1.2	NA	NA	<0.1 -0.6
Zinc	0.006 -0.12	10 – 3.600	10 – 340	10 -26.000	<1 – 27

Nota: ^a Se combinaron resultados de 7 plataformas ^b Se combinaron resultados de 12 plataformas ^c Una sólo plataforma ^d Se combinaron resultados de plataformas en Hibernia y Terra Nova. Tomado de: Yang, M. (2011). Measurement of oil in produced water- Presentation. In *Produced Water* (Issue April). <https://doi.org/10.1007/978-1-4614-0046-2>.

2.7 Radioisotopos

Los elementos radiactivos naturales incluyen uranio, talio, radio y radón. Estos elementos se disuelven en agua a bajas concentraciones mientras el agua está en contacto con las formaciones o el suelo. Los materiales radiactivos naturales (NORM - por sus siglas en ingles), se encuentran en la producción de petróleo y gas principalmente en forma de radio 226 y 228. El uso beneficioso del agua producida que contiene NORM puede contaminar el suelo, el agua subterránea y el agua superficial. NORM también está presente en depósitos de sarro que recubren tuberías y tanques de almacenamiento que transportan y contienen agua de producción (Guerra et al., 2011).

La concentración de radionucleidos, como el radio, en los medios ambientales se mide como la tasa de desintegración radiactiva (número de desintegraciones por minuto), generalmente en picocuries / L (pCi / L) o becquerels / L (Bq / L). Un pCi equivale a 2,22

desintegraciones por minuto (dpm) o 0,037 bequerelios (Bq). Un pCi equivale a 1 pg de ^{226}Ra o 0,037 pg de ^{228}Ra (J. M. Neff et al., 2003).

Las aguas superficiales del océano tienen actividades de ^{226}Ra y ^{228}Ra de 0.027 a 0.04 pCi / L y 0.005 a 0.012 pCi / L respectivamente (Santschi & Honeyman, 1989). El agua producida en algunas facilidades de producción onshore y offshore en todo el mundo contiene una actividad muy alta de ^{226}Ra y ^{228}Ra , en relación con la actividad en aguas cercanas a la costa y mar adentro. Las concentraciones de totales de ^{226}Ra y ^{228}Ra en el agua producida a partir de pozos de petróleo y gas a lo largo de la costa del Golfo de México en los EE. UU. Varían de menos de 0,2 pCi / L a 13.808 pCi / L (Kraemer & Reid, 1984).

No existe correlación entre las concentraciones de los dos isótopos de radio en el agua producida en el Golfo de México, debido a sus diferentes orígenes en las formaciones geológicas. Sin embargo, existe una buena correlación entre la actividad de ^{228}Ra y ^{226}Ra en el agua de producción en la plataforma continental noruega, probablemente porque la mayor parte del agua producida en Noruega contiene una actividad de radio muy baja. (Yang, 2011). Las tuberías, revestimientos, accesorios y tanques con contacto prolongado con el agua de producción tienen más probabilidades de contener depósitos radiactivos que otras partes del sistema de transporte de fluidos. Las fugas o derrames de agua producida en las cercanías de los sitios de producción pueden afectar los suelos. El radio ($^{226} + ^{228}$) está regulado a una concentración máxima de 5 pCi / L en las fuentes de agua potable; por lo tanto, la mayoría de las fuentes requieren un tratamiento a niveles más bajos en el agua producida para cumplir con este estándar (Guerra et al., 2011).

2.8 Químicos agregados

Los productos químicos de producción generalmente se agregan en un pozo de petróleo o gas para la solución de los problemas operativos, como facilitar el proceso de separación de petróleo, gas y agua, prevenir la corrosión de las tuberías y la formación de hidratos de metano en el sistema de producción de gas. Los productos químicos necesarios para el proceso de producción son únicos para cada pozo y varían junto con los diversos sistemas de producción, asimismo se pueden clasificar en 3 grupos amplios

: productos químicos de procesamiento de gas, simulación y workover y químicos de tratamiento de 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. Muchos de estos productos químicos son más solubles en el petróleo que en el agua de producción y permanecen en la fase oleosa. Otros son solubles en agua (como se muestra en la Tabla 6), permanecen y se disponen junto a ella (Al-Ghouti et al., 2019).

Los productos químicos de tratamiento se utilizan para resolver problemas específicos y no se agregan si no se demuestra la necesidad. Pueden surgir problemas ambientales si los productos químicos de tratamiento más tóxicos, como el biocida o el inhibidor de corrosión, se utilizan con una frecuencia o concentración superior a la necesaria para resolver el problema. Las preocupaciones ambientales asociadas con el uso de productos químicos de tratamiento se gestionan de manera eficaz mediante el uso de las mejores prácticas de gestión, como el Sistema de selección de productos químicos offshore (OCSS), los protocolos de pruebas de toxicidad de efluentes de cumplimiento normativo, o el uso de modelos para estimar los factores de impacto ambiental (EIF) para productos químicos de tratamiento de un agua de producción específica. Los productos químicos de producción con un EIF elevado pueden sustituirse por alternativas menos tóxicas o gestionarse de manera que se reduzcan las cantidades vertidas al océano.

Tabla 6.

Químicos de producción usados en plataformas de petróleo y gas en el mar del Norte y cantidades estimadas descargadas en el agua de producción al océano

Químico	Concentración de uso típico (ppm, v/v)	Asociación a la fase química	Cantidad descargada al Mar del Norte (t/y)
Inhibidor de incrustaciones	3- 10	Agua	1143

Inhibidor de corrosión	25 – 100	Aceite	216
H ₂ O/O ₂	5 -15	Agua	22
Biocida	10 – 200	Agua	81
Rompe emulsiones	10 – 200	Aceite	9
Coagulantes y floculantes	< 3	Agua	197
Productos químicos para el tratamiento de gases	Variable	Agua	2846

Nota. Tomado de Johnsen, S., Utvik, T. I. R., Garland, E., De Vals, B., & Campbell, J. (2004). Environmental fate and effect of contaminants in produced water. *International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*. <https://doi.org/10.2523/86708-ms>

Para hacer un breve resumen de este capítulo se expone la Tabla 7 que muestra los principales componentes y su concentración estimada para diferentes aguas de producción según los parámetros evaluados a lo largo de este capítulo.

Tabla 7.

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

PARÁMETRO	CONCENTRACIÓN (mg/lit)	PARÁMETRO	CONCENTRACIÓN (mg/lit)
PRINCIPALES PARÁMETROS		METALES	
DQO	1220-2600	Na	0-150.000
TSS	1,2-1000	Sr	0-6250
TOC	0-1500	Zn	0,01-35
TDS	100-400.000	Li	0,0038-64
Acidos Orgánicos totales	0,001-10.000	Al	0,4-410
QUÍMICOS AGREGADOS		As	0,002
Glicol	7,7-2000	Ba	0-850

Inhibidor de corrosión	0,3-10	Cr	0,002-1,1
Inhibidor de incrustaciones	0,2-30	Fe	0,1-1100
BTEX		Mn	0,004-175
Benceno	0,032-778,51	K	24-4300
Etilbenceno	0,026-399,84	Pd	0,008-0,88
Tolueno	0,058-5,86	Ti	0,01-0,7
Xileno	0,01-1,29	OTROS IONES	
Total BTEX	0,73-24,1	B	5-95
OTROS CONTAMINANTES		Ca ⁺²	0-74.000
Hidrocarburos saturados	17-30	SO ₄ ⁻²	0-15.000
Aceite total y grasas	2-560	Mg ⁺²	0,9-6000
Fenoles	0,001-10.000	HCO ₃ ⁻	0-15.000
		Cl ⁻	0-270.000

Nota. La Tabla 7 resume los principales parámetros, químicos agregados, metales y otros contaminantes presentes en el agua de producción. Tomado de: Al-Ghouti, 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>.

3. PARÁMETROS DEL AGUA PARA RIEGO DE CULTIVOS

La escasez de agua se considera una limitación importante para intensificar la agricultura de manera sostenible como un intento de satisfacer las necesidades alimentarias de una población humana en rápido crecimiento. La población humana en constante aumento, el cambio climático debido al aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y la intensificación de la agricultura están ejerciendo una fuerte presión sobre los dos principales recursos no renovables del mundo, el suelo y el agua, y por lo tanto plantean un gran desafío para producir alimentos suficientes para satisfacer la demanda actual de alimentos (Zaman & Shahid, 2018).

Se prevé que la población mundial actual de 7.300 millones de personas aumentará a más de 9.000 millones en 2050, y la mayor parte de este aumento de población se producirá en los países en desarrollo, la mayoría de los cuales ya enfrentan escasez de alimentos. Se requerirá un aumento del 70% en la productividad agrícola actual para producir suficientes alimentos si estas predicciones de crecimiento de la población humana resultan ser correctas. En este contexto, se están realizando esfuerzos concertados a nivel mundial para mejorar la eficacia del agua que se utilizará para mejorar la producción de cultivos (Zaman & Shahid, 2018).

La calidad del agua de riego es un aspecto crítico de la producción de cultivos. Son muchos los factores que determinan la calidad del agua. Entre los más importantes se encuentran la alcalinidad, el pH y las sales solubles. Pero hay varios otros factores a considerar, como si están presentes sales de agua dura como calcio y magnesio o metales pesados que pueden obstruir los sistemas de riego o iones tóxicos individuales. El agua de mala calidad puede ser responsable de un crecimiento lento, una mala calidad estética del cultivo y, en algunos casos, puede resultar en la muerte gradual de las plantas. Las sales altamente solubles pueden dañar directamente las raíces, interfiriendo con la absorción de agua y nutrientes. Las sales pueden acumularse en los márgenes de las hojas de las plantas, provocando quemaduras en los bordes. El agua con alta alcalinidad puede afectar negativamente el pH del medio de cultivo, interfiriendo con la absorción de nutrientes y causando deficiencias de nutrientes que comprometen la salud de las plantas (University of Massachusetts, n.d.).

La calidad del agua para riego se define como la composición físico-química del agua, o más específicamente, a la presencia de sustancias orgánicas o sólidas y la composición mineral de la misma (Mancini, 2020).

Como menciona Roberto Mancini (2020) Tanto las propiedades químicas como las físicas (turbiedad, presencia de algas...) determinan la idoneidad del agua para uso de riego. Los criterios de calidad de agua para el riego son muy diferentes respecto a los criterios de agua potable; además, los criterios de calidad pueden variar según el tipo de cultivo, dado que distintos cultivos tienen diferentes susceptibilidades a determinados minerales o propiedades del agua (p.1).

Un agua tendrá una buena calidad para el riego de cultivos cuando, cumpla con sus funciones básicas hacia la planta y por lo tanto asegure un rendimiento óptimo y de igual manera no produzca efectos perjudiciales al suelo. La calidad del agua para el riego entonces está ligada principalmente a tres factores suelo-agua-planta, porque, además generar el efecto sobre la nutrición de la planta, debe ser considerado el efecto que la calidad del agua produce en el equilibrio del suelo (Monge Redondo, 2017).

3.1 Salinidad

La pauta de calidad del agua más influyente en la productividad de los cultivos es el peligro de salinidad del agua medido por la conductividad eléctrica (CE). El exceso de sal aumenta la presión osmótica de la solución del suelo, una situación que puede resultar en una condición de sequía fisiológica. Así, aunque el suelo en el campo parece tener mucha humedad, las plantas se marchitarán. Esto ocurre porque las raíces de la planta son incapaces de absorber el agua del suelo debido a su alto potencial osmótico (Zaman & Shahid, 2018).

Las aguas de riego consideradas peligrosas tienen un contenido de sales que en si mismo no es demasiado perjudicial al cultivo. Los daños se ocasionan cuando esa agua una vez en el suelo se seca debido a la evapotranspiración, produciendo alteraciones en la solución del suelo con efectos nocivos tanto para las plantas como para el suelo (Guzmán Rozo, 1994).

La conductividad eléctrica (CE) es la manera más conveniente de medir la salinidad en el agua. La CE del agua se define como la capacidad del agua para transmitir la corriente eléctrica. Depende de los iones disueltos en el agua su carga y movimiento. Debido a que es un buen disolvente, el agua disuelve las sales minerales en la forma de los iones, que mantienen la corriente eléctrica debido a la conducción iónica. Cuando la EC del agua es alta, muestra que hay una alta concentración de iones en el agua (Gulbaz & Shakoor, 2017).

La Tabla 8 sintetiza los peligros que podría tener un agua para riego en cuanto a la salinidad los cuales se subdividen en: Ninguno, Algunos, Moderados y severos según la conductividad eléctrica.

Tabla 8.

Peligros de salinidad en el agua de riego

Peligro	Contenido de sales disueltas	
	ppm	EC ($\mu\text{S cm}^{-1}$)
Ninguno-Aguas para las cuales usualmente no ocurren efectos perjudiciales	500	750
Alguno- Aguas que podrían tener efectos perjudiciales en cultivos sensibles	500–1000	750–1500
Moderado-Aguas que podrían tener efecto adversos en muchos cultivos	1000–2000	1500–3000
Severo-Aguas que pueden ser usadas para cultivos tolerantes a la sal en suelos permeables	2000–5000	3000–7500

Nota. El contenido de sales disueltas totales en ppm se puede determinar en función de la conductividad eléctrica (EC). Fuente: Elaboración propia con base en Zaman, M., & Shahid, S. A. (2018). *Irrigation water quality*. January. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-96190-3>

3.2 Sodicidad

Aunque el crecimiento de las plantas es principalmente limitado por el nivel de salinidad (CE) del agua de riego, la aplicación de agua con un desequilibrio de sodio puede reducir el rendimiento bajo ciertas condiciones de textura del suelo. Pueden ocurrir

reducciones en la infiltración de agua cuando el agua de riego contiene un alto contenido de sodio en relación con el calcio y el contenido de magnesio. Esta condición, denominada "sodicidad", resulta de un exceso de acumulación de sodio en el suelo. El agua sódica no es lo mismo que el agua salina. La sodicidad puede causar hinchazón y dispersión de arcillas del suelo, formación de incrustaciones y taponamiento de poros. La condición de la estructura del suelo degradado a su vez obstruye la infiltración y puede aumentar la escorrentía. La sodicidad causa una disminución en el movimiento descendente del agua hacia y a través del suelo, y es posible que las raíces de las plantas en crecimiento activo no obtengan el agua adecuada, a pesar de la acumulación de agua en la superficie del suelo después del riego (Bauder et al., 2011).

La sodicidad suele ser expresada en términos de RAS o relación de adsorción de sodio. RAS es calculada a partir de la proporción de sodio a calcio y magnesio. Los dos últimos iones son importantes ya que tienden a contrarrestar el efecto del sodio. Para aguas que contienen cantidades significativas de bicarbonato, a veces se utiliza la relación de adsorción el sodio ajustado (RASadj) (Fipps, 2003). La RAS puede ser calculada como muestra la Ecuación 1:

Ecuación 1.

Relación de Absorción de sodio

$$RAS = \frac{[Na^+]}{\left[\frac{Ca^{+2} Mg^{+2}}{2}\right]^{\frac{1}{2}}}$$

Donde $[Na^+]$, $[Ca^{2+}]$ y $[Mg^{2+}]$ son las concentraciones en meq/lt de los iones de sodio, calcio y magnesio.

A mayores valores de RAS la permeabilidad del suelo disminuye creando problemas de infiltración. Esto se debe a que cuando el sodio presente en el suelo reemplaza al calcio y al magnesio, se adsorbe en las arcillas del suelo y provoca la dispersión de las partículas del suelo (es decir, si el calcio y el magnesio son los cationes predominantes adsorbidos en el complejo de intercambio del suelo, el suelo tiende a cultivarse fácilmente y tiene una estructura permeable y granular). Debido al alto valor de RAS, el suelo se vuelve duro y compacto cuando está seco y, como resultado, reduce las tasas

de infiltración de agua y aire en él y se afecta su estructura. Este problema también está relacionado con varios factores como la salinidad y el tipo de suelo. Por ejemplo, es posible que los suelos arenosos no se dañen tan fácilmente como otros suelos más pesados cuando se riegan con agua con un RAS elevado (Gulbaz & Shakoore, 2017).

3.3 Toxicidad por iones específicos

Los problemas de toxicidad ocurren si la planta absorbe ciertos componentes (iones) en el suelo o el agua y se acumulan en concentraciones lo suficientemente altas como para dañar los cultivos o reducir los rendimientos. El grado de daño depende de la absorción y la sensibilidad del cultivo. Los cultivos permanentes de tipo perenne (cultivos arbóreos) son los más sensibles. El daño ocurre a menudo a concentraciones de iones relativamente bajas para cultivos sensibles. Por lo general, se evidencia primero por quemaduras de hojas marginales y clorosis intervenal. Si la acumulación es lo suficientemente grande, se producirán rendimientos reducidos. Los cultivos anuales más tolerantes no son sensibles a bajas concentraciones, pero casi todos los cultivos se dañarán o matarán si las concentraciones son lo suficientemente altas (FAO, 1976).

Los iones de principal preocupación son el cloruro, el sodio y el boro. Aunque pueden ocurrir problemas de toxicidad incluso cuando estos iones se encuentran en concentraciones bajas, la toxicidad a menudo acompaña y complica un problema de salinidad o infiltración de agua. El daño se produce cuando los iones potencialmente tóxicos se absorben en cantidades significativas con el agua absorbida por las raíces. Los iones absorbidos se transportan a las hojas donde se acumulan durante la transpiración. Los iones se acumulan en mayor medida en las áreas donde la pérdida de agua es mayor, generalmente las puntas y los bordes de las hojas. La acumulación de concentraciones tóxicas lleva tiempo y el daño visual suele tardar en notarse. El grado de daño depende de la duración de la exposición, la concentración del ión tóxico, la sensibilidad del cultivo y el volumen de agua transpirado por el cultivo. En un clima cálido o en una parte cálida del año, la acumulación es más rápida que si el mismo cultivo se cultivase en un clima más frío o en una temporada más fresca, cuando podría mostrar poco o ningún daño (FAO, 1976).

Un problema de toxicidad se diferencia de uno de salinidad dado a que su efecto ocurre dentro de la planta y no es consecuencia de una deficiencia de agua. De este modo, las plantas absorben los iones y los acumulan en sus tejidos; cuando esta acumulación supera cierto límite se presenta un daño y la magnitud dependerá de la concentración, el tiempo, la sensibilidad del cultivo y el uso del agua por parte de la planta (INTAGRI, 2018).

3.3.1 Toxicidad por Sodio

La toxicidad por sodio puede ocurrir en forma de quemaduras de hojas, quemaduras de hojas y tejidos muertos que corren a lo largo de los bordes exteriores de las hojas. En contraste, la toxicidad por Cl se observa a menudo en la punta extrema de la hoja. En los cultivos arbóreos, una concentración de sodio (superior al 0,25% a 0,5%) en el tejido foliar a menudo se considera un nivel tóxico de sodio (Zaman & Shahid, 2018).

Como menciona Intagri (2018) Además del daño estructural que causa en los suelos (defloculación), también puede causar toxicidad en el cultivo ya que compite con otros iones, como potasio, durante la absorción de nutrientes por las raíces y al acumularse en las hojas de algunos cultivos (p.1).

3.3.2 Toxicidad por Boro

El boro es esencial para el crecimiento normal de todas las plantas, pero la cantidad requerida es baja. Si excede un cierto nivel de tolerancia dependiendo del cultivo, entonces el boro puede causar lesión (Zaman & Shahid, 2018).

“Aunque la toxicidad por boro no es un problema en la mayoría de las áreas, puede ser un parámetro importante de la calidad del agua de riego”. (Mongue Redondo, 2017, p. 1) El boro puede ser tóxico en cultivos sensibles a concentraciones inferiores a 1.0 ppm en el agua de riego. Los cultivos tienen distintos niveles de tolerancia a este elemento leve < 0.7 ppm, moderado: 0.7-3.0 ppm y alto > 3.0 ppm (INTAGRI, 2018).

“Los síntomas de toxicidad se presentan generalmente como zonas amarillentas en las hojas, parecidas a quemaduras, partiendo de las puntas y difundiéndose hacia la base” (Monge Redondo, 2017, p. 1).

3.3.3 Toxicidad por Cloro

El cloro es uno de los elementos que más abundan en el agua de riego. La toxicidad más común de los cultivos es causada por cloruros en el agua de riego. El anión cloruro (Cl^-) se encuentra en todas las aguas; Los cloruros son solubles y se lixivian fácilmente para agua de drenaje.

Los daños por exceso de concentración de cloro producen principalmente necrosis en la punta de las hojas, caída de flores, frutos y hojas y reducción del crecimiento de la planta (Mongue Redondo, 2017).

Las altas concentraciones de (Cl^-) pueden inhibir el crecimiento de las plantas y pueden ser altamente tóxicos para algunas plantas. La necrosis excesiva suele ir acompañada de una caída temprana de las hojas o incluso la defoliación total de la planta (Zaman & Shahid, 2018).

3.3.4 Toxicidad por Nitratos

Se deben considerar cultivos que no acumulen excesivamente este elemento en sus tejidos. Aguas con altos niveles de este anión indican que debe reprogramarse la fertilización nitrogenada (INTAGRI, 2018). Aguas con un alto contenido de N pueden causar problemas de calidad en cultivos. Sin embargo, estos problemas pueden generalmente superarse con un buen fertilizante y gestión de riego.(Bauder et al., 2011)

3.4 pH Y Alcalinidad

El valor de pH del agua indica si es ácida ($\text{pH} < 7,0$), neutra ($\text{pH} \approx 7,0$) o alcalina ($\text{pH} > 7,0$). El rango de pH normal para el agua de riego es de 6.5 a 8.4.

El agua ácida ($\text{pH} < 5,5$) puede causar aceleración de la corrosión del sistema de riego. El agua con un pH alto ($> 8,5$) a menudo se debe a la presencia de grandes cantidades de bicarbonato y carbonato, conocido como alcalinidad. Alto bicarbonato + carbonato se

une a iones de calcio y magnesio y forma minerales insolubles, dejando el sodio como ión dominante en solución. Esto aumenta el efecto peligroso del sodio sobre la permeabilidad del suelo. Por otro lado, el agua de riego con pH elevado y la alcalinidad puede tener algunos efectos beneficiosos sobre los suelos ácidos.(Sonon et al., 2008) Por consiguiente, el peligro del sodio, o sea agua alcalina podría intensificar el impacto del agua con alto índice de absorción según condiciones del suelo.

El Bicarbonato excesivo (concentrado) también puede ser problemático para los sistemas de riego por goteo o microaspersión, cuando la calcita o la acumulación de sarro provocan caudales reducidos a través de orificios o emisores. En estas situaciones, la corrección es inyectar sulfúrico u otros materiales ácidos en el sistema. (Bauder et al., 2011). Los rangos de valores normales de agua para riego se resumen en la Tabla 9:

Tabla 9.

Valores considerados normales de un análisis de agua para riego

PARÁMETROS	SÍMBOLO	UNIDAD	VALORES NORMALES EN EL AGUA DE RIEGO
SALINIDAD			
Conductividad eléctrica	CE	dS/m	0-3
Sólidos totales disueltos	TDS	mg/lit	0-2000
CATIONES Y ANIONES			
Calcio	Ca ⁺²	meq/lit	0-20
Magnesio	Mg ⁺²	meq/lit	0-5
Sodio	Na ⁺	meq/lit	0-40
Carbonatos	CO ₃ ⁻²	meq/lit	0-0,1
Bicarbonatos	HCO ₃ ⁻	meq/lit	0-10
Cloro	Cl ⁻	meq/lit	0-30
Sulfatos	SO ₄ ⁻²	meq/lit	0-20
NUTRIENTES			
Nitrato-nitrógeno	NO ₃ - N	mg/lit	0-10
Amonio-nitrógeno	NO ₄ -N	mg/lit	0-5
Fosfato-Fósforo	PO ₄ -P	mg/lit	0-2
Potasio	K ⁺	mg/lit	0-2
VARIOS			

Boro	B	mg/lt	0-2
Acidez o basicidad	pH	1-14	6-8,5
Relación de absorción de sodio	RAS	meq/lt	0-15

Nota. La tabla 8 representa algunos de los valores normales para el agua de riego teniendo en cuenta parámetros como salinidad, nutrientes y 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>.

4. TECNOLOGÍAS EMPLEADAS EN EL TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN PETROLERA

El agua producida se considera un residuo de los yacimientos petrolíferos. Y su gestión tiene un costo. Para la gestión del agua producida se sigue una jerarquía de prevención de la contaminación de tres niveles (Fakhru'l-Razi et al., 2009):

- a) Emplear tecnologías para minimizar el agua producida
- b) Reusarla o reciclarla
- c) Si ninguna de estas posibilidades es práctica, la opción final es la disposición.

Algunas de las opciones disponibles de las operadoras de petróleo y gas, para la gestión del agua de producción son: (Fakhru'l-Razi et al., 2009)

- a) Inyección: Inyectar agua en la misma formación productora de petróleo para, por ejemplo, mejorar el recobro, o disponerla en otra formación
- b) Descarga: Tratar el agua de producción para cumplir con las regulaciones de descarga en operaciones offshore y onshore.
- c) Reusarla en operaciones de la industria: Tratar el agua de producción para cumplir con la calidad requerida con el fin de usarla en operaciones de campo.
- d) Usos beneficios: Realizar tratamientos al agua de producción para cumplir con la calidad requerida con el propósito de usarla por ejemplo en riego de cultivos, restauración de pastizales, ganadería e incluso agua potable(Tao et al., 1993).

Las tecnologías de tratamiento de agua de producción aplicadas en la industria del petróleo están históricamente limitadas a tecnologías de separación física como el separador API, coalescentes o hidrociclones. Estas tecnologías, en la mayoría de los casos, no son capaces de producir un efluente compatible con los estándares de agua fresca para reutilización beneficiosa en, por ejemplo, procesos de irrigación o industriales. Cada método tiene sus propias ventajas y desventajas, cuando se utiliza para unidades offshore u onshore. Sin embargo, una comprensión completa y profunda de cada problema puede proporcionar una guía para soluciones mejores y más prácticas (Bartlett & Kramer,2011).

Debido a que el agua producida puede contener muchos tipos diferentes de contaminantes y la concentración de contaminantes varía significativamente, se han propuesto numerosos tipos de tecnologías de tratamiento para tratar el agua producida. En la mayoría de los casos, un sistema de tratamiento de agua producido eficaz constará de muchos tipos diferentes de procesos unitarios individuales que se utilizan en serie para eliminar una amplia gama de contaminantes que es posible que no se eliminen con un solo proceso. La eliminación de partículas orgánicas, desalinización y desinfección son las principales clasificaciones de las tecnologías de tratamiento de agua producida. (Guerra et al., 2011)

4.1 Hidrociclones

Los hidrociclones se utilizan para separar partículas de sólidos, arena y aceite en el caso de agua de producción a partir de flujos de líquidos basados sobre la densidad de los materiales a separar, generalmente son usados como pre-tratamiento. Normalmente tienen una sección cilíndrica en la parte superior donde el líquido se alimenta tangencialmente sobre una base cónica. El desempeño y la capacidad de separación de los hidrociclones, podría ser determinada basado en el ángulo de la sección cónica. (Guerra et al., 2011)

Este sistema tiene dos partes existentes, una en la parte inferior, llamada la corriente de flujo inferior o rechazo (para la fracción más densa), y otra llamada la corriente de flujo superior o producto en la parte superior (para la fracción menos densa) del flujo original.

El agua de producción contiene varias partículas sólidas suspendidas y gotitas de aceite, así como surfactantes. Dependiendo del modelo de hidrociclón, pueden eliminar partículas en el rango de 5 a 15 μm ; Sin embargo, no puede eliminar componentes solubles. Cabe señalar que, en las instalaciones offshore, debido a las limitaciones de espacio, los sistemas compactos como los hidrociclones con especificaciones pequeñas y ligeras son favorables. No requieren ningún producto químico y / o energía, ni cualquier etapa pre o pos tratamiento. (Sheikh, 2017).

Cabe señalar que, en la instalación offshore, debido a las limitaciones de espacio, los sistemas compactos como los hidrociclones con especificaciones pequeñas y ligeras son favorables. No requieren ningún producto químico y / o energía, y ninguna etapa de tratamiento previo o posterior. Tampoco presentan requerimientos de energía a menos que la instalación de la planta necesite una bomba para suministrar agua a el hidrociclón. En la industria petrolera, los hidrociclones se han utilizado ampliamente para tratar agua de producción. Se utilizan principalmente para la separación de aceite / agua y también se pueden utilizar para la eliminación de partículas.(Habibian et al., 2008).

4.2 Procesos de separación térmica

Las tecnologías de separación térmica fueron tradicionalmente usadas para grandes plantas desalinizadoras, incluyendo tratamientos de agua de producción. Las técnicas de separación térmica se usan todavía en lugares donde hay disponibilidad de fuentes de energía tales como la región del medio oriente donde los costos de la energía son relativamente bajos (Kargari & Shirazi, 2014).

4.2.1 Multistage flash distillation (MSF)

La destilación instantánea de etapas múltiples convierte el agua en vapor a bajas temperaturas en el vacío. A presiones de vacío, el punto de ebullición del agua es más bajo que a presión atmosférica, requiriendo menos energía. El agua se precalienta y luego se somete a una presión de vacío que hace que el vapor se evapore del líquido caliente. Luego, el vapor se condensa para formar agua dulce, mientras que la salmuera concentrada restante que no se evapora se envía a la siguiente cámara donde tiene lugar un proceso similar. Las múltiples etapas están diseñadas para mejorar la recuperación del proceso. Muchas de las plantas de desalinización de agua de mar utilizan el proceso de destilación flash de varias etapas.(Guerra et al., 2011)

MSF es un método de tratamiento de desalinización de agua de producción maduro y robusto. Se puede utilizar para desalar agua con un alto rango de TDS hasta 40.000 mg / lt. Algunos productos químicos anti-incrustaciones, como EDTA y ácidos, se utilizan para prevenir las incrustaciones. El cribado y la filtración se utilizan para eliminar grandes sólidos en suspensión. Los costos de capital y las necesidades de energía eléctrica

dependen del tipo de agua de alimentación y de la capacidad de desalinización (Khawaji et al., 2008). El Anexo 1(a) muestra un esquema general de una unidad MSF y el Anexo 1(b) muestra un esquema general de una unidad MED de la cual se hablará a continuación.

4.2.2 Multieffect distillation (MED)

En la destilación multiefecto, el vapor del primer evaporador se condensa en el segundo evaporador y el calor de condensación se utiliza para evaporar el agua en el segundo evaporador. Cada evaporador de la serie se denomina "efecto".(Guerra et al., 2011)

Una ventaja importante de este sistema es la eficiencia energética que se obtiene mediante la combinación de varios sistemas de evaporación. La recuperación de agua producida de los sistemas MED está en el rango de 20 a 67%, dependiendo del tipo de diseño de evaporador empleado. MED tiene un ciclo de vida de 20 años y es una tecnología apropiada para el tratamiento de agua con alto contenido de TDS. Es posible que se requieran inhibidores de incrustaciones y ácidos para evitar incrustaciones y el control del pH es esencial para evitar la corrosión. El consumo de energía eléctrica está en el rango de 1.3–1.9 kWh / bbl, el costo operativo es? \$ 0.11 / bbl y el costo unitario total es \$ 0.16 / bbl. (Hamed,2004)

4.2.3 Destilación por compresión de vapor (VCD)

El proceso VCD de destilación por compresión de vapor es una tecnología de desalinización establecida para el tratamiento de agua de mar y concentrado de ósmosis inversa. El vapor generado en la cámara de evaporación se comprime térmica o mecánicamente, lo que eleva la temperatura y la presión del vapor. El calor de la condensación se devuelve al evaporador y se utiliza como fuente de calor (Figura 4). VCD es un proceso de desalinización confiable y eficiente y puede operar a temperaturas por debajo de 70°C, lo que reduce los problemas de formación de incrustaciones.(Khawaji et al., 2008).

El consumo de energía de una planta de VCD es significativamente menor que el de MED y MSF. El costo total de operación depende de varios factores, incluido el propósito

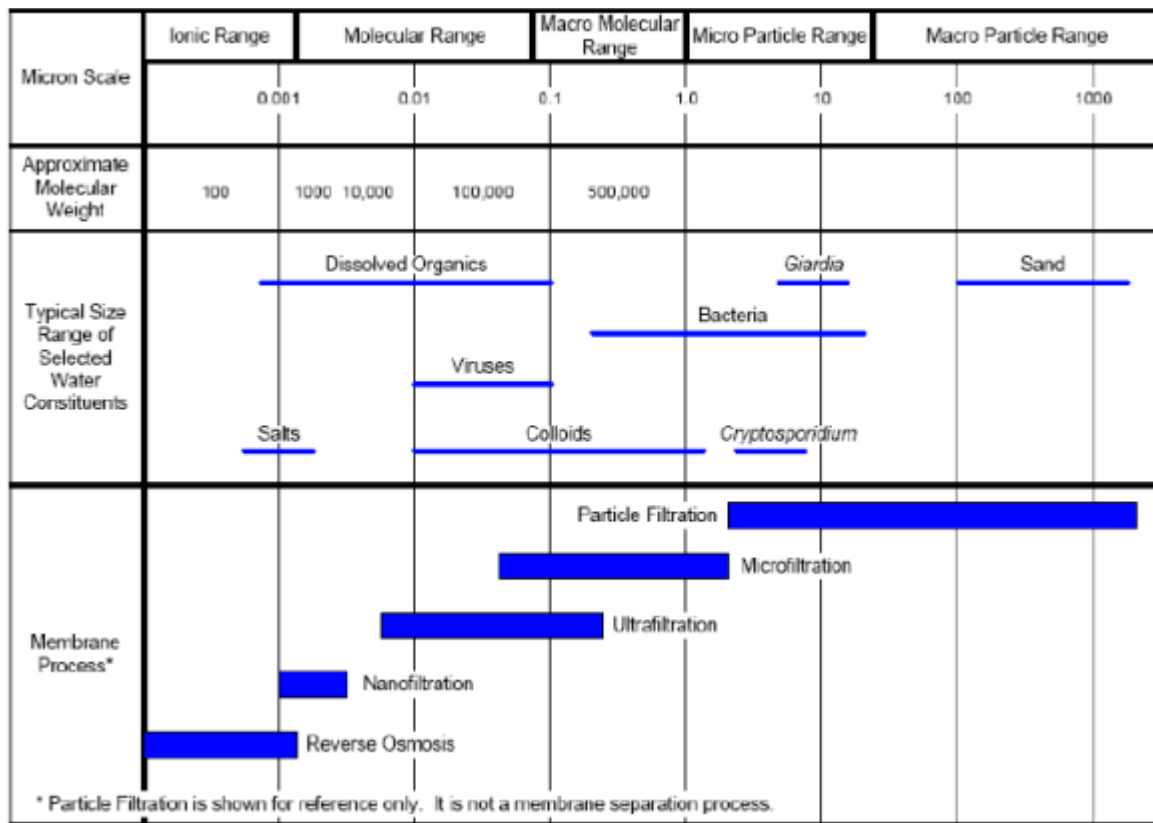
de la planta, el objetivo de descarga de líquido cero, el tamaño de la planta, los materiales de construcción y la ubicación del sitio. La cogeneración de vapor a baja presión puede reducir significativamente el costo total. Aunque esta tecnología se asocia principalmente con la desalinización de agua de mar, se han empleado varias tecnologías mejoradas de compresión de vapor para el tratamiento del agua de producción.(Drewes et al., 2009).

4.3 Filtración por membrana

En las tecnologías de filtración por membranas, la separación de un contaminante del agua se logra utilizando una capa delgada semipermeable, capa de material, cuando se aplica una fuerza impulsora a través de la membrana. Las tecnologías de membranas se pueden clasificar en muchas diferentes formas, incluido el material de la membrana, la naturaleza de la fuerza impulsora, el mecanismo de separación o el tamaño nominal del poro de la membrana. La más común es la clasificación según el tamaño de poro nominal de la membrana (Figura 4). La selección de qué tecnología usar (MF, UF, NF, OI) depende de la naturaleza de la aplicación, las características del agua a ser tratada, y la calidad del agua efluente requerida.(Dores et al., 2012)

Figura 4.

Clasificación según el tamaño de poro nominal de membrana



Nota. La Figura 4 muestra la clasificación de los procesos de separación por membrana (MF, UF, NF y OI) según su tamaño nominal de poro, además muestra el tamaño de algunos contaminantes existentes en el agua Tomado de: Dores, R., Hussain, A., Katebah, M., & Adham, S. (2012). Using advanced water treatment technologies to treat produced water from the petroleum industry. *SPE Production and Operations Symposium, Proceedings*, 2(Md), 914–924. <https://doi.org/10.2118/157108-ms>

4.3.1 Microfiltración (MF) y Ultrafiltración (UF)

Tanto MF como UF son procesos de filtración por membrana de baja presión con principios operativos similares: la presión impulsa el agua a través del elemento de membrana mientras se retienen los contaminantes más grandes que el tamaño de los poros. Una membrana MF rechazará partículas, incluidas bacterias y sólidos en suspensión, mientras que las membranas de UF pueden rechazar estos materiales, así

como algunas macromoléculas incluidos los aceites emulsionados. Las membranas de UF se han utilizado industrialmente en aplicaciones de aguas residuales oleosas desde principios de los 80. Hay dos diseños básicos de sistemas UF / MF:

- Sistemas presurizados: las membranas se alojan en recipientes y el agua alimentada se fuerza a través de las membranas bajo presión.
- Membranas sumergidas: la filtración se realiza con membranas de fibra hueca o de lámina plana en tanques abiertos creando una presión negativa en el lado del agua filtrada y extrayendo el agua filtrada al vacío.

Las configuraciones de fibra hueca con membranas de polímero dominan en mayor parte el mercado, aunque la cerámica tiene varias ventajas que pueden justificar su uso para ciertas aplicaciones, a pesar de los costos más altos. Son las características del agua a ser tratada que en última instancia dictan la mejor opción (Folio et al., 2018).

4.3.2 Nanofiltración (NF)

La nanofiltración ha surgido como una alternativa prometedora para la desmineralización parcial, ablandamiento (softening) y eliminación de compuestos orgánicos solubles del agua producida. Con un límite de peso molecular, tan bajo como 300-400 Da, las membranas de nanofiltración rechazan iones divalentes, materia orgánica disuelta, pesticidas y otras macromoléculas en diversos grados, pero tienden a pasar compuestos orgánicos volátiles y de bajo peso molecular. (Rautenbach et al., 1997).

Las comparaciones económicas entre la nanofiltración y las tecnologías de ablandamiento convencionales (p. Ej., Ablandamiento de cal, intercambio iónico) sugieren que, para el tratamiento de aguas subterráneas, la nanofiltración tiene costos operativos ligeramente más altos (es decir, 7% -15%), pero produce un permeado de mayor calidad y genera menores costos de eliminación de desechos que las otras tecnologías. Cuando la calidad del agua del producto excede el objetivo del tratamiento, los costos se pueden reducir mezclando el permeado con agua sin tratar. Para el tratamiento del agua producida, el análisis de costo-beneficio probablemente dependería

de las diferencias en los costos de pretratamiento entre la nanofiltración y las tecnologías de ablandamiento convencionales (Bergman, 1995).

4.3.3 Osmosis Inversa (OI)

En la ósmosis inversa, el agua de alimentación se fuerza contra un gradiente de concentración a través de una membrana semipermeable. La efectividad de la tecnología en cuanto a la dureza típicamente excede el 98%, con concentraciones residuales <2 ppm CaCO₃, y el rechazo de iones monovalentes típicamente excede el 90%. La ósmosis inversa ofrece una mayor eliminación de compuestos orgánicos solubles de bajo peso que la nanofiltración, aunque las tasas de rechazo pueden ser bajas para ciertos compuestos. Si bien las aplicaciones comerciales más extendidas de la ósmosis inversa se encuentran en la desalinización de agua salobre y de mar, recientemente se ha convertido en una opción viable para el tratamiento de aguas residuales municipales e industriales, con aplicaciones potenciales en la industria petrolera (Kurama et al., 2002).

La diferencia de presión a través de una membrana, entre dos corrientes con diferente concentración de sal se denomina presión osmótica. Por lo tanto, se requiere una fuerza externa para superar esta presión y permitir el paso del agua (permear) a través de la membrana y por tanto la separación de la sal. La salinidad del agua de alimentación es fundamental para definir la presión de funcionamiento para un sistema de NF y OI. A medida que aumenta la salinidad, la presión osmótica aumenta en consecuencia y, por lo tanto, se requiere más presión para lograr la separación de sal con una recuperación definida. (Dores et al., 2012)

Por ejemplo, con agua salobre el 80% o más de recuperación se puede lograr con una presión de operación alrededor de 100-150 psi mientras que la desalinización de agua de mar requiere presiones más altas de 700-1000 psi y la recuperación normalmente se limita al 40%. Además, los costos operativos de los sistemas de ósmosis inversa continúan disminuyendo, con agua de mar en plantas desaladoras que operan a un costo de 3 kWh / m³. (Dores et al., 2012)

Varios proyectos piloto han demostrado el uso de ósmosis inversa para convertir el agua producida en los campos petrolíferos en agua dulce para uso agrícola y potable.

Tao et al. (1993) describieron un proyecto piloto para la conversión de agua de producción de campo petrolífero con un TDS de ~ 6800 mg / lt en agua potable con un proceso de tratamiento consistente en flotación por aire disuelto (aceite), encalado (clarificación), ajuste de pH a 10,5-11 para evitar la precipitación de aceite, filtración, intercambio iónico y ósmosis inversa. Los costos estimados (en dólares de 1993) para el tratamiento propuesto variaron hasta US \$ 0,44 / m³ (basado en un caudal de 5900 m³ / d) (Tao et al., 1993).

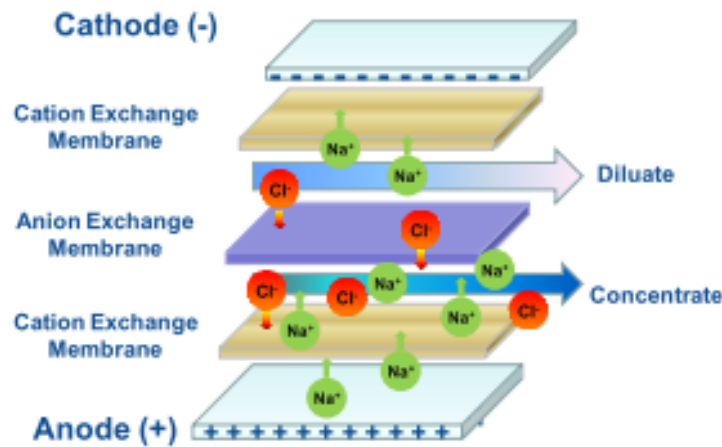
4.4 Electrodialisis y electrodialisis inversa (ED/EI)

La electrodialisis (ED) y la electrodialisis inversa (EDI) son procesos de separación impulsados por cargas electroquímicas en los que los iones disueltos se separan del agua a través de membranas permeables a los iones bajo la influencia de un gradiente de potencial eléctrico. Las membranas de intercambio iónico, fabricadas a partir de polímeros de intercambio iónico, tienen la capacidad de transportar selectivamente iones con carga positiva o negativa y rechazar iones de carga opuesta. Una pila de ED consta de una serie de membranas de intercambio aniónico y membranas de intercambio catiónico dispuestas en un modo alterno entre ánodo y cátodo como se muestra en la Figura 5 (Drewes et al., 2009).

Los cationes cargados positivamente migran hacia el cátodo, pasan la membrana de intercambio catiónico y son rechazados por la membrana de intercambio aniónico. Lo contrario ocurre cuando los aniones cargados negativamente migran al ánodo. Esto da como resultado una concentración de iones en aumento alternante en un compartimento (concentrado) y una concentración decreciente en el otro (diluido). El proceso de EDI es similar al proceso de ED, excepto que también utiliza la inversión periódica de polaridad para reducir y minimizar eficazmente la incrustación y el ensuciamiento de la membrana, lo que permite que el sistema funcione con recuperaciones relativamente más altas (Drewes et al., 2009).

Figura 5.

Representación esquemática de un sistema de electrodiálisis



Nota. La figura representa un proceso de electrodiálisis con 2 membranas de intercambio catiónico y una de intercambio aniónico Tomado de: Drewes, J., Cath, T., Xu, P., & Graydon, J. (2009). An Integrated Framework for Treatment and Management of Produced Water. *Technical Assessment of Produced Water Treatment Technologies*, November, 8–128. <http://www.rpsea.org/media/files/user/cath1.pdf>

La energía requerida para el tratamiento de la ED está relacionada con el TDS del agua: cuanto mayor sea el TDS, más energía se requiere para el tratamiento. Algunos autores sugieren que la ED no tiene un costo competitivo para el tratamiento de agua con un TDS superior a 1,500 mg/lt. Sirivedhin et al probaron la ED en cinco tipos de agua producida simulada de TDS alto y bajo. Descubrieron que, a 6,5 voltios por pila, el proceso no era capaz de producir agua con un RAS que fuera adecuado para el riego porque la ED elimina los iones divalentes en mayor medida que los iones monovalentes. Si se va a utilizar la ED, con membranas selectivas divalentes, para tratar el agua de producción para su uso beneficioso como agua de riego, será necesario volver a añadir calcio y/o magnesio al agua para reducir la RAS.(Sirivedhin et al., 2004)

4.5 Macro-porous polymer extraction technology (MPPE)

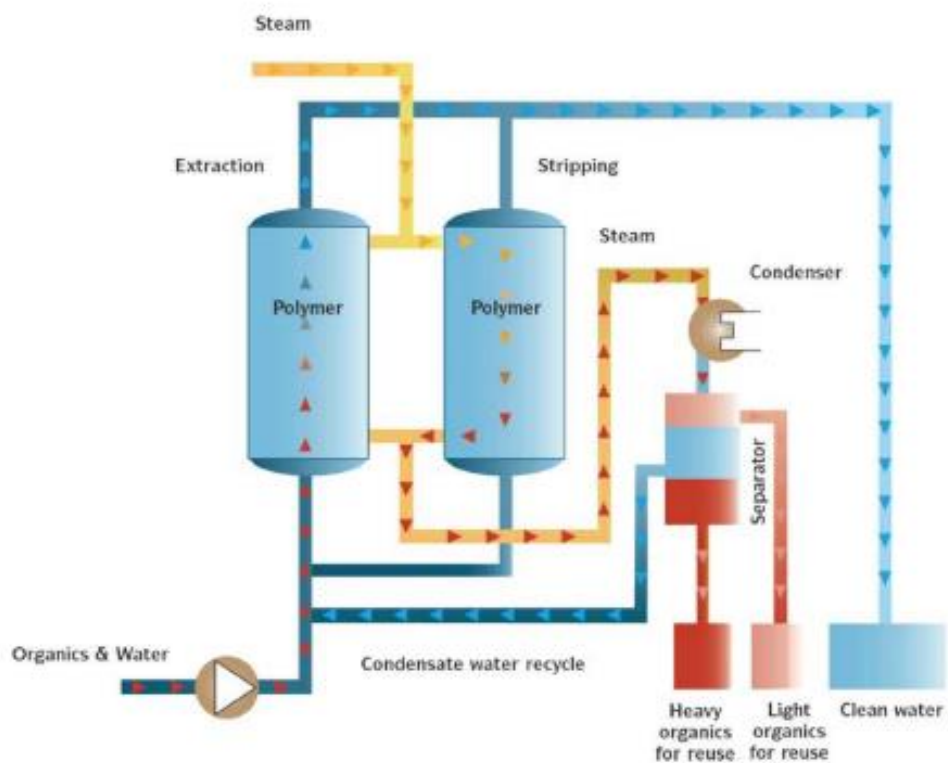
La extracción de polímeros macroporosos (MPPE) es una de las mejores tecnologías disponibles con las mejores prácticas ambientales para la gestión del agua producida en

las plataformas de petróleo y gas en alta mar (offshore). Es una tecnología de extracción líquido-líquido en la que el líquido de extracción se inmoviliza en las partículas de polímero macroporosas. Estas partículas tienen un diámetro de $\sim 1000 \mu\text{m}$, tamaños de poro de $0,1$ a $10 \mu\text{m}$ y una porosidad de 60 a 70% . Los polímeros se diseñaron inicialmente para absorber aceite del agua, pero luego se aplicaron al tratamiento del agua producida en 1991 (Meijer & Madin, 2010).

En la unidad MPPE, el agua producida pasa a través de una columna empacada con partículas de MPPE que contienen líquido de extracción específico. El líquido de extracción inmovilizado elimina los hidrocarburos del agua producida como se muestra en la Figura 6. Las dos columnas permiten un funcionamiento continuo con extracción y regeneración simultáneas (Nobel, 2004).

Figura 6.

Representación esquemática del sistema MPPE



Nota: Los hidrocarburos extraídos se pueden condensar y separar del agua de alimentación por gravedad, y el agua del producto se descarga o se reutiliza. Tomado

de: Meijer, D., & Madin, C. (2010). Removal of dissolved and dispersed hydrocarbons from oil and gas produced water with Macro Porous Polymer Extraction technology to reduce toxicity and allow water reuse. *The APPEA Journal*, 50(1), 637. <https://doi.org/10.1071/aj09041>

A medida que las legislaciones internacionales buscan la "descarga cero" de contaminantes al medio ambiente y se centran en el EIF (Factor de impacto ambiental) de los contaminantes, el MPPE será una de las principales tecnologías de tratamiento de agua producidas en el futuro. Un estudio realizado por Statoil para comparar el efecto de diferentes tecnologías de tratamiento de agua producida en campos petrolíferos sobre EIF encontró que la tecnología MPPE tenía la mayor reducción de EIF del 84%. El costo unitario relativamente alto es una gran desventaja de esta tecnología. (Grini et al., 2007)

4.6 Intercambio iónico (II)

Los procesos de intercambio iónico son reacciones químicas reversibles para eliminar los iones disueltos de la solución, reemplazándolos con iones menos molestos de la misma carga. Por ejemplo, cada ión calcio se intercambia por dos iones sodio en una resina de intercambio catiónico en forma de sal, o dos hidrógenos en forma ácida. Las perlas de resina de intercambio iónico tienen cargas superficiales (es decir, negativas para las perlas de resina de intercambio catiónico y positivas para las perlas de resina de intercambio aniónico) y afinidades por ciertos iones sobre otros dependiendo de la concentración y el pH (Dahm & Chapman, 2014).

El intercambio de iones es una tecnología ampliamente aplicada en operaciones industriales para diversos fines, incluida la utilización para el tratamiento del agua producida por yacimientos no convencionales de gas metano de carbón. Es especialmente útil en la eliminación de iones y metales monovalentes y divalentes mediante resinas del agua producida (Igunnu & Chen, 2014).

Higgins Loop es una tecnología de intercambio de iones de sodio para agua con una alta concentración de sodio. Este proceso es beneficioso si no hay otros iones de interés además del sodio y si es necesario un ajuste de la RAS. La resina de intercambio catiónico en el proceso Higgins Loop intercambia iones de sodio por iones de hidrógeno.

Se alcanzan niveles de intercambio de hasta el 90%. Para muchas aguas de producción, la eliminación de los iones de sodio tendrá un gran efecto en la concentración total de sólidos disueltos para hacer que el agua sea adecuada para un uso beneficioso. También se pueden emplear otras resinas de intercambio iónico para seleccionar iones específicos para su eliminación. La resina puede regenerarse o no (Guerra et al., 2011).

4.7 Humedales artificiales (HA)

Después de décadas de uso en el tratamiento de aguas pluviales y municipales, los humedales artificiales han ganado aceptación como una opción de tratamiento para las aguas residuales industriales, incluidos los efluentes de la industria petrolera, como el agua producida, las aguas subterráneas contaminadas y los flujos de residuos de las refinerías y plantas petroquímicas. En los humedales se puede tratar una amplia gama de contaminantes, incluidos sólidos en suspensión, compuestos orgánicos de carbono y nitrógeno, compuestos aromáticos y oligoelementos (Knight et al., 1999)

Los principales mecanismos de eliminación de contaminantes en los humedales son la sedimentación, la adsorción, la filtración, la degradación microbiana, la nitrificación, la desnitrificación, la fotooxidación, la absorción de las plantas y la volatilización. Gran parte del enfoque de la investigación actual sobre el tratamiento de los humedales está en la optimización del desempeño del humedal y el desarrollo de parámetros de diseño para cumplir con los objetivos específicos del tratamiento. Los avances importantes incluyen el desarrollo de herramientas de diseño hidráulico basadas en modelos hidrológicos, la cuantificación de coeficientes de remoción basados en áreas para diferentes tipos de humedales y contaminantes y la determinación de indicadores biogeoquímicos.(Reddy & Angelo, 1997)

Los humedales pueden proporcionar una solución eficaz, rentable y ecológica al problema del tratamiento del agua producida. Los sistemas de humedales son particularmente apropiados para campos de producción en áreas remotas, donde hay disponibilidad de terrenos. Actualmente existen muchos sistemas de humedales en diversas instalaciones, como refinerías, campos de petróleo y gas y estaciones de bombeo. Uno de los sistemas de humedales más grandes del mundo el tratamiento del

agua producida en un campo petrolífero existe en Omán aunque también hay otros sistemas en EE. UU, en Sudán y en China (Prigent & Stefanakis, 2016).

Se realizó un estudio para observar un sistema híbrido de humedales construidos con ósmosis inversa (OI) para el tratamiento del agua de producción. Este estudio mostró que, si bien la OI elimina la mayoría de los componentes orgánicos e inorgánicos, no elimina suficientemente los compuestos orgánicos disueltos. Estos compuestos fueron eliminados por el humedal artificial. Muchos parámetros de calidad del agua se incrementaron después de la construcción del humedal, como TDS y calcio. Se redujo la RAS. La eliminación de boro no se abordó en este estudio y se mencionó que, para el riego, los niveles de boro en el agua tratada pueden ser demasiado altos (Murray-gulde et al., 2003).

Uno de los principales beneficios de los humedales artificiales es que estos sistemas tienen bajos costos de construcción y operación. El costo estimado del tratamiento de los humedales artificiales es de \$ 0.01 a \$ 0.02 por bbl. Sin embargo, la tasa de tratamiento es lenta en comparación con otras tecnologías y su vida útil es de aproximadamente 20 años (Guerra et al., 2011).

5. SELECCIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS APLICABLES PARA EL TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN PARA SU APROVECHAMIENTO EN RIEGO DE CULTIVOS

Para seleccionar las tecnologías aplicables de tratamiento de agua para su aprovechamiento en riego de cultivos se realizó un análisis jerárquico gracias a la metodología AHP (Analytic Hierarchy Process). Para esta metodología se van a evaluar un conjunto de criterios (variables) y un conjunto de alternativas (tratamientos), a través de una serie de matrices que como resultado nos arrojará numéricamente cuales son los mejores tratamientos para el riego de cultivos según los criterios que se analizaron. La Tabla 10 nos muestra cuales van a ser los criterios que se van a analizar y su significado, dichos criterios son generalmente analizados por algunos autores cuando se quiere comparar diferentes tratamientos como muestran (Drewes et al., 2009; Igunnu & Chen, 2014) entre otros .

Tabla 10.

Descripción de evaluación de criterios

Criterio	Descripción
Viabilidad para riego	Determina si la tecnología ha sido utilizada para el riego de cultivos, o si se centra en remover los contaminantes críticos para el riego como TDS y ajustar la RAS
Consumo de energía	Requerimientos de energía y potencia para todo el sistema de tratamiento
Uso de químicos	Tipos de productos químicos necesarios para el control del proceso (como regeneración, incrustaciones, alcalinidad, corrosión, desinfección) y limpieza
Pre/post tratamiento	Tipos y niveles de pre/post tratamientos requeridos por la tecnología
Costos generales	Costos informados del tratamiento, capital, costos de operación y de mantenimiento
Ciclo de vida	Vida útil esperada del proceso y necesidades de reemplazo

La metodología se basa en en una matriz de entrada binaria, donde filas y columnas coinciden en un cuadrante, se realizan comparaciones por cada par, y se les asigna un

valor indicando el grado de importancia de un criterio sobre otro. Saaty propuso la siguiente escala de valores como se muestra en la Tabla 11.

Tabla 11.

Escala de preferencias a asignar a cada una de las variables consideradas en la matriz de AHP

Importancia	Definición	Descripción
1	Igual preferencia	Los dos criterios (x, j) contribuyen de igual manera.
3	Moderada preferencia	Se favorece ligeramente al criterio (x) sobre el (j).
5	Fuerte preferencia	Prácticamente la dominancia del criterio (x) sobre el (j) está demostrada.
7	Muy fuerte preferencia	Hay una muy alta dominancia del criterio (x) sobre el (j).
9	Absoluta preferencia	Existe evidencia que determina la supremacía del criterio (x).

5.1 Matriz de criterios

(x)/ (y)	Viabilidad para riego	Consumo de Energía	Uso de Químicos	Pre-Pos-tratamiento	Costos generales	Ciclo de vida	$\sum xy = z$	Peso Relativo
Viabilidad para riego	1.00	5.00	9.00	5.00	3.00	9.00	32.000	0.362
Consumo de Energía	0.20	1.00	7.00	3.00	0.33	5.00	16.533	0.187
Uso de Químicos	0.11	0.14	1.00	0.33	0.14	3.00	4.730	0.054
Pre-Pos-tratamiento	0.20	0.33	3.00	1.00	0.20	5.00	9.733	0.110
Costos generales	0.33	3.00	7.00	5.00	1.00	7.00	23.333	0.264
Ciclo de vida	0.11	0.20	0.33	0.20	0.14	1.00	1.987	0.023
						$\sum z$	88.317	1.000

La matriz de criterios nos muestra que la variable que tiene más peso en el sistema para la selección de una alternativa es la viabilidad para riego con un 36,2%, seguido de los costos generales con un 26,4% y el consumo de energía con un 18,7%.

5.2 Tratamientos propuestos

Se eligieron 7 posibles tratamientos para tratar aguas de producción con fines de riego agrícola. La nanofiltración(NF) y ósmosis inversa(OI) fueron las principales alternativas para la filtración por membranas, debido a que estas tecnologías han sido ampliamente usadas en la industria petrolera para el tratamiento de aguas de producción petrolera y varios estudios afirman que estas tecnologías tienen un potencial uso para producir permeados adecuados para el riego de cultivos (Szép & Kohlheb, 2010).

Las tecnologías de separación térmica que generan aguas tratadas de alta calidad, y baja salinidad (lo que las haría potencialmente atractivas para el riego de cultivos) son la destilación multiefecto y la destilación por compresión de vapor, sin embargo el gran problema de estas tecnologías son los costos energéticos asociados al proceso (Guerra et al., 2011) .

Otros estudios muestran que una alternativa viable para tratar aguas de producción con contenidos menores a 1500 mg/lit de TDS, puede ser la electroquímica y con ella tratamientos como el intercambio iónico (II) y la electrodiálisis (ED), sin embargo, estas alternativas podrían requerir pos-tratamientos para dejar el efluente en condiciones óptimas para el riego. Algunos autores sugieren que la electroquímica es un tratamiento de agua de producción muy prometedor debido a que puede llegar a convertirse en una tecnología muy rentable y con cero descargas de contaminantes al medio ambiente (Igunnu & Chen, 2014).

Otra de las tecnologías analizadas es MPPE, la tecnología MPPE es una tecnología de tratamiento de agua producida relativamente nueva que bien puede competir en la gestión futura del agua producida. Su potencial para lograr una descarga de contaminantes cero y una reducción significativa en el consumo de energía en

comparación con las tecnologías térmicas son muy prometedores, pero algunos avances son necesarios para reducir su costo relativamente alto (Meijer & Madin, 2010).

Por último y no menos importante otra de las tecnologías más ampliamente usadas para el tratamiento de aguas de producción con fines de riego agrícola son los humedales artificiales. Los humedales pueden proporcionar una solución eficaz, rentable y ecológica al problema del tratamiento del agua producida, además de tratar una amplia gama de contaminantes y tener costos generales bajos, sin embargo, los principales problemas de esta tecnología son la necesidad de contar con grandes áreas de terreno y su tasa lenta de tratamiento.

5.2.1 Matriz de alternativas en función del criterio viabilidad de riego

Tecnología	Viabilidad para riego
NF	Esta tecnología se utiliza para “ablandar” el agua y eliminar metales de las aguas de producción. Es especialmente eficaz para el agua de alimentación que contiene TDS de 500 a 25 000 mg / l. NF es una tecnología inapropiada como tecnología independiente
OI	Esta es una tecnología robusta para la desalinización de agua de mar y se ha empleado en el tratamiento de agua producida con fines de riego. Para que esta tecnología sea eficaz en el tratamiento del agua producida, es necesario un pretratamiento extenso del agua de alimentación.
MED	Es una tecnología de desalinización madura y robusta y puede ser empleada para tratamientos de agua de producción. MED aplica a todo tipo de aguas y un amplio rango de TDS
VCD	Tecnología robusta y madura de desalinización aplica para todo tipo de aguas con niveles de TDS incluso mayores a 40000 mg/l
MPPE	Es una tecnología robusta aplicable para el tratamiento de agua producida tanto por petróleo como por gas. Las unidades MPPE son fáciles de operar, confiables, completamente automatizadas e ideales para aplicaciones integradas en procesos, sin embargo suelen tratar agua con fines agrícolas
II	Es aplicada a gran escala en la industria para aguas de producción con un rango de TDS entre 500 y 7000 mg/l. La eficiencia depende de la calidad del agua alimentada y la resina
ED/EDI	Esta tecnología es robusta para la desalinización de agua de mar y la recuperación de aguas residuales. Aunque es excelente para la

aplicación de agua producida, solo se ha probado a escala de laboratorio.

HA Han sido ampliamente usados para la gestión del agua de producción con varios estudios para fines de riego. Pueden llegar a tratar aguas con TDS de hasta 60000 mg/lit

Nota. Tomado de: Elaboración propia con base en: Igunnu, E. T., & Chen, G. Z. (2014). Produced water treatment technologies. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, 9(3), 157–177. <https://doi.org/10.1093/ijlct/cts049>

(x)/(y)	NF	OI	MED	VCD	MPPE	II	ED/EDI	HA	$\sum xy = z$	Peso relativo
NF	1	0.33333333	0.2	0.14285714	0.2	3	0.142857143	0.11111111	5.13015873	0.03297421
OI	3	1	1	0.2	3	5	0.2	0.2	13.6	0.0874143
MED	5	1	1	0.33333333	5	5	0.2	0.2	17.7333333	0.11398139
VCD	7	5	3	1	5	7	1	0.33333333	29.3333333	0.18854065
MPPE	5	0.33333333	0.2	0.2	1	3	0.142857143	0.11111111	9.98730159	0.0641936
II	0.33333333	0.2	0.2	0.14285714	0.33333333	1	0.142857143	0.11111111	2.46349206	0.01583415
ED/EDI	7	5	5	1	7	7	1	0.33333333	33.3333333	0.21425073
HA	9	5	5	3	9	9	3	1	44	0.28281097
								$\sum z$	155.580952	1

Por lo tanto, si tuviéramos que seleccionar uno de los tratamientos, solamente en función del criterio “viabilidad de riego” la mejor opción sería la alternativa de los humedales artificiales (HA) con un 28,2% de peso relativo, seguida por la electrodiálisis (ED) con un 21,4% y la destilación por compresión de vapor (VCD) con un 18,8%.

5.2.2 Matriz de alternativas en función de consumo de energía

Tecnología	Consumo de energía
NF	Utiliza energía eléctrica y su requerimiento energético es menor que el requerido en los sistemas de ósmosis inversa. Aproximadamente el sistema NF requiere 0.08 Kwh / bbl para alimentar sus bombas de alta presión
OI	Usa energía eléctrica para su operación. Si hay integrado un dispositivo de integración de energía OI requiere de 0,02 a 0,12 Kwh/bbl para su sistema de bombeo
MED	MED requiere tipos de energía tanto térmica como eléctrica. La energía eléctrica consumida es de aproximadamente 0,48 kWh / bbl y el consumo total es de 1,3 a 1,9 Kwh/bbl
VCD	VCD requiere energía tanto térmica como eléctrica. Para la desalinización, el consumo de energía eléctrica es de 1,3 Kwh/bbl
MPPE	Bajos consumos de energía

II	Utiliza energía eléctrica. Los requisitos de energía solo incluyen los costos de bombeo. Normalmente 0,07 KWh / bbl suponiendo un caudal de 200 gpm, altura de bombeo de 5 m
ED/EDI	Tipo de energía electricidad de 0,14-0,20 Kwh/lb de NaCl eliminado
HA	Requerimientos energéticos son bajos el agua podría ser bombeada al humedal

Nota. Tomado de: Elaboración propia con base en: Dores, R., Hussain, A., Katebah, M., & Adham, S. (2012). Using advanced water treatment technologies to treat produced water from the petroleum industry. *SPE Production and Operations Symposium, Proceedings*, 2(Md), 914–924. <https://doi.org/10.2118/157108-ms>

(x)/(y)	NF	OI	MED	VCD	MPPE	II	ED/EDI	HA	$\sum xy = z$	Peso relativo
NF	1	3	9	7	1	1	5	0.33333333	27.33333333	0.1815996
OI	0.33333333	1	7	5	0.33333333	0.33333333	3	0.2	17.2	0.11427487
MED	0.11111111	0.14285714	1	0.33333333	0.14285714	0.11111111	0.2	0.11111111	2.15238095	0.01430018
VCD	0.14285714	0.2	3	1	0.2	0.14285714	0.2	0.14285714	5.02857143	0.03340926
MPPE	1	3	7	5	1	1	5	0.33333333	23.33333333	0.15502404
II	1	3	9	7	1	1	5	0.33333333	27.33333333	0.1815996
ED/EDI	0.2	0.33333333	5	5	0.2	0.2	1	0.2	12.13333333	0.0806125
HA	3	5	9	7	3	3	5	1	36	0.23917995
							$\sum z$		150.514286	1

La matriz anterior nos muestra que, si tuviéramos que seleccionar un tratamiento en función del criterio consumo de energía la opción más atractiva serían los humedales artificiales con un 23,9%, seguidos por la nanofiltración (NF) y el intercambio iónico ambas con un porcentaje en peso relativo de 18,1%.

5.2.3 Matriz de alternativas en función del uso de químicos

Tecnología	Uso de químicos
NF	Se requieren inhibidores cáusticos y de incrustaciones para evitar el ensuciamiento. Se requieren NaOH, H ₂ O ₂ , Na ₂ SO ₄ , HCl o Na ₄ EDTA para limpiar el sistema.
OI	Se requieren inhibidores cáusticos y de incrustaciones para evitar el ensuciamiento. Se requieren NaOH, H ₂ O ₂ , Na ₂ SO ₄ , HCl o Na ₄ EDTA para limpiar el sistema.
MED	Se requieren inhibidores de incrustaciones ácido, EDTA y otros productos químicos antiincrustantes para la limpieza y el control del proceso.

VCD	Se requieren inhibidores de incrustaciones ácido, EDTA y otros productos químicos antiincrustantes para la limpieza y el control del proceso.
MPPE	Ninguno
II	La solución regenerante puede ser H ₂ SO ₄ , NaOH, HCl, NaCl o Na ₂ CO ₃ . Se pueden usar soluciones de limpieza H ₂ O ₂ o NaOCl para limitar el ensuciamiento
ED/EDI	Se requiere un inhibidor de incrustaciones ácidos, cáusticos, desinfectantes, EDTA y otros químicos antiincrustantes para la limpieza y el control del proceso
HA	Ninguno

Nota. Tomado de: Elaboración propia con base en: Guerra, K., Dahm, K., & Dundorf, S. (2011a). Oil and Gas Produced Water Management and Beneficial Use in the Western United States. *U.S. Department of the Interior Bureau of Reclamation, Managing Water in the West*, 157, 129. <https://doi.org/3180>

(x)/(y)	NF	OI	MED	VCD	MPPE	II	ED/EDI	HA	$\sum xy = z$	Peso relativo
NF	1.00	1.00	0.33	0.33	0.14	3.00	1.00	0.14	6.952	0.051
OI	1.00	1.00	0.33	0.33	0.14	3.00	1.00	0.14	6.952	0.051
MED	3.00	3.00	1.00	1.00	0.20	5.00	1.00	0.20	14.400	0.106
VCD	3.00	3.00	1.00	1.00	0.20	5.00	1.00	0.20	14.400	0.106
MPPE	7.00	7.00	5.00	5.00	1.00	9.00	5.00	1.00	40.000	0.295
II	0.33	0.33	0.20	0.20	0.11	1.00	0.20	0.11	2.489	0.018
ED/EDI	1.00	1.00	1.00	1.00	0.20	5.00	1.00	0.20	10.400	0.077
HA	7.00	7.00	5.00	5.00	1.00	9.00	5.00	1.00	40.000	0.295
								$\sum z$	135.594	1.000

Lo que quiere decir que la matriz anterior nos invita a seleccionar los tratamientos de humedales artificiales y extracción con polímeros macro porosos (MPPE) como los mejores métodos en función del criterio “uso de químicos”, es decir, para estos tratamientos el uso de químicos menor que en los demás con un 29,5% de peso relativo cada uno, seguidos por, los procesos térmicos (MED) y (VCD) con un 10,6% de peso relativo cada uno.

5.2.4 Matriz de alternativas en función de Pre/Pos tratamiento

Tecnología	Pre/Pos tratamientos
NF	Se requiere un pretratamiento extenso para evitar el ensuciamiento de la membrana. El agua tratada puede requerir remineralización para restaurar los valores de RAS
OI	Se requiere un pretratamiento extenso para evitar el ensuciamiento de la membrana. El agua tratada puede requerir remineralización o estabilización de pH para restaurar los valores de RAS
MED	El pretratamiento se realiza para eliminar los sólidos en suspensión de gran tamaño. Para ello se necesitan tamices y una filtración gruesa. Se requiere la estabilización del agua del producto debido a su bajo TDS
VCD	El pretratamiento y el postratamiento son necesarios para evitar el ensuciamiento y debido al bajo nivel de TDS en el agua tratada
MPPE	El pretratamiento es necesario para el agua producida en los yacimientos petrolíferos, pero no es necesario para el agua de producción de los yacimientos de gas
II	El pretratamiento es esencial para eliminar los sólidos en suspensión, minerales de incrustación y los metales oxidados. El agua tratada puede requerir la remineralización y la estabilización del pH
ED/EDI	La filtración de las sustancias incrustantes y de las partículas sólidas es un proceso de pretratamiento necesario. La remineralización del agua del producto también es necesaria para el ajuste del RAS y la desinfección
HA	Podría necesitar pre-tratamiento para remover ciertos contaminantes

Nota. Tomado de: Elaboración propia con base en Igunnu, E. T., & Chen, G. Z. (2014). Produced water treatment technologies. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, 9(3), 157–177. <https://doi.org/10.1093/ijlct/cts049>.

(x)/(y)	NF	OI	MED	VCD	MPPE	II	ED/EDI	HA	$\sum xy = z$	Peso relativo
NF	1.00	1.00	0.20	0.14	0.14	3.00	1.00	0.14	6.629	0.046
OI	1.00	1.00	0.20	0.14	0.14	3.00	1.00	0.14	6.629	0.046
MED	5.00	5.00	1.00	0.33	0.20	5.00	3.00	0.20	19.733	0.137
VCD	7.00	7.00	3.00	1.00	1.00	7.00	5.00	0.33	31.333	0.218
MPPE	7.00	7.00	5.00	1.00	1.00	7.00	5.00	1.00	34.000	0.236
II	0.33	0.33	0.20	0.14	0.14	1.00	0.33	0.14	2.629	0.018
ED/EDI	1.00	1.00	0.33	0.20	0.20	3.00	1.00	0.20	6.933	0.048
HA	7.00	7.00	5.00	3.00	1.00	7.00	5.00	1.00	36.000	0.250
								$\sum z$	143.886	1.000

La matriz de alternativas en función del criterio “pre/pos- tratamiento” nos guía para seleccionar que los humedales artificiales (HA) y la extracción por polímeros macroporosos (MPPE) necesitan menor cantidad de pre y/o pos tratamiento que el resto de alternativas con un 25% y 23,6 % en peso relativo respectivamente, seguidos por la destilación por comprensión de vapor con un 21,8%.

5.2.5 Matriz de alternativas en función de costos generales

Tecnología	Costos generales
NF	Rango de los costos de capital de \$35 a \$170/bpd y costos de operación \$0,03/bbl
OI	Rango de los costos de capital de \$35 a \$170/bpd y costos de operación \$0,03/bbl
MED	Rango de costos de capital de \$250 a \$330/bpd y costos de operación \$0,11/bbl
VCD	Rango de costos de capital de \$140 a \$250/bpd y costos de operación de \$0,075 /bbl
MPPE	Altos costos (Ningún valor exacto disponible)
II	El coste de las resinas varía entre 0,08 y 0,11 \$/bbl a 5bbl por minuto y 0,04- 0,07 \$/bbl a 21 bbl por minuto.
ED/EDI	Los costes totales dependen del TDS del agua de alimentación y de la ubicación geográfica. Se estima que el tren de tratamiento de 8000 bbl/día de agua producida por CBM cuesta 15 centavos /bbl
HA	Los costos de capital varían ampliamente dependiendo la ubicación geográfica, los costos de operación se estiman entre \$0,01 y \$0,07/bbl

Nota. Tomado de: Elaboración propia con base en Hirayama, A., Maegaito, M., Kawaguchi, M., Ishikawa, A., Sueyoshi, M., Al-Bemani, A. S., Ahmed, M., Esehie, H., Al-Mazrui, S. A., Al-Haddabi, M. H., & Al-Khanjari, S. S. (2002). Omani Oil Fields

Produced Water: Treatment and Utilization. *Proceedings of the SPE International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico*, 577–581. <https://doi.org/10.2523/74413-ms>

(x)/(y)	NF	OI	MED	VCD	MPPE	II	ED/EDI	HA	$\sum xy = z$	Peso relativo
NF	1.00	1.00	7.00	5.00	9.00	5.00	7.00	0.33	35.333	0.229
OI	1.00	1.00	7.00	5.00	9.00	5.00	7.00	0.33	35.333	0.229
MED	0.14	0.14	1.00	0.33	3.00	0.33	1.00	0.14	6.095	0.039
VCD	0.20	0.20	3.00	1.00	5.00	1.00	3.00	0.20	13.600	0.088
MPPE	0.11	0.11	0.33	0.20	1.00	0.20	0.33	0.11	2.400	0.016
II	0.20	0.20	3.00	1.00	5.00	1.00	3.00	0.20	13.600	0.088
ED/EDI	0.14	0.14	1.00	0.33	3.00	0.33	1.00	0.11	6.063	0.039
HA	3.00	3.00	7.00	5.00	9.00	5.00	9.00	1.00	42.000	0.272
								$\sum z$	154.425	1.000

La matriz anterior nos muestra que única y exclusivamente según el criterio por costos generales la selección de las mejores alternativas serían los humedales artificiales (HA) con un 27,2% seguidos por la nano-filtración (NF) y la ósmosis inversa (OI) con un 22,9% en peso relativo, sin embargo, para los humedales artificiales los costos de capital pueden variar ampliamente según la región geográfica.

5.2.6 Matriz de alternativas en función del ciclo de vida

Tecnología	Ciclo de vida
NF	Entre 3 y 7 años
OI	Entre 3 y 7 años
MED	Generalmente 20 años
VCD	Generalmente 20 años, pero podría operar por más tiempo
MPPE	Mayor a 20 años
II	Ciclo de vida de las resinas aniónicas promedio de 4 a 8 años. Ciclo de vida de las resinas catónicas de 10 a 15 años
ED/EDI	Ciclo de vida de las membranas para electrodiálisis se estima de 4 a 5 años
HA	Podría ser mayor a 20 años

Nota. Tomado de: Elaboración propia con base en: Drewes, J., Cath, T., Xu, P., & Graydon, J. (2009). An Integrated Framework for Treatment and Management of Produced Water. *Technical Assessment of Produced Water Treatment Technologies*, November, 8–128. <http://www.rpsea.org/media/files/user/cath1.pdf>

(x)/(y)	NF	OI	MED	VCD	MPPE	II	ED/EDI	HA	$\sum xy = z$	Peso relativo
NF	1.00	1.00	0.14	0.11	0.11	0.33	3.00	0.11	5.810	0.034
OI	1.00	1.00	0.14	0.11	0.11	0.33	3.00	0.11	5.810	0.034
MED	7.00	7.00	1.00	0.33	0.33	5.00	7.00	0.33	28.000	0.162
VCD	9.00	9.00	3.00	1.00	1.00	7.00	9.00	1.00	40.000	0.232
MPPE	9.00	9.00	3.00	1.00	1.00	7.00	9.00	1.00	40.000	0.232
II	3.00	3.00	0.20	0.14	0.14	1.00	3.00	0.14	10.629	0.062
ED/EDI	0.33	0.33	0.14	0.11	0.11	0.33	1.00	0.11	2.476	0.014
HA	9.00	9.00	3.00	1.00	1.00	7.00	9.00	1.00	40.000	0.232
								$\sum z$	172.724	1.000

Finalmente, la matriz de alternativas en función del criterio “ciclo de vida” nos muestra que si tuviéramos que seleccionar un método de tratamiento basados sólo en este criterio las mejores opciones serían los humedales artificiales (HA), la extracción por polímeros macroporosos (MPPE) y la destilación por compresión de vapor las 3 con un peso relativo de (23,2%)

5.3 Selección de los tratamientos

Una vez realizadas todas las matrices para cada alternativa (tratamiento) se multiplica el peso relativo de las 6 matrices de alternativas, por el peso relativo de la matriz de criterios como se muestra a continuación:

Tratamiento	Peso relativo	Peso relativo	Peso relativo	Peso relativo	Peso relativo	Peso relativo	Peso Relativo	Peso Relativo (final)
NF	0.033	0.182	0.051	0.046	0.229	0.034	0.362	0.115
OI	0.087	0.114	0.051	0.046	0.229	0.034	0.187	0.122
MED	0.114	0.014	0.106	0.137	0.039	0.162	0.054	0.079
VCD	0.189	0.033	0.106	0.218	0.088	0.232	0.110	0.133
MPPE	0.064	0.155	0.295	0.236	0.016	0.232	0.264	0.103
II	0.016	0.182	0.018	0.018	0.088	0.062	0.023	0.067
ED/EDI	0.214	0.081	0.077	0.048	0.039	0.014	1.000	0.113
HA	0.283	0.239	0.295	0.250	0.272	0.232		0.268
	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000		1

El resultado final muestra que, según los 6 criterios estudiados, la mejor alternativa de tratamiento de aguas de producción para el riego de cultivos, es la tecnología de humedales artificiales con un 26,8 % seguido de la tecnología de destilación por compresión de vapor (VCD) con un 13,3 % y la tecnología de ósmosis inversa con un 12,2 %. Sin embargo cabe aclarar que muchas veces estas tecnologías se implementan

como híbridos, es decir, humedales artificiales con pretratamientos por ósmosis inversa por ejemplo, lo que podría mejorar la eficiencia del proceso así como los costos relacionados, no obstante es importante aclarar que el agua utilizada para el riego debe cumplir los parámetros propuestos en la tabla 8 y se deberían analizar otros factores como el suelo y los cultivos a los cuales se les aplicará el agua pos-tratamiento.

6. CONCLUSIONES

- Se logró caracterizar el agua de producción de la industria petrolera concluyendo que todas estas aguas tienen diferentes características y componentes entre sí , dependiendo del yacimiento del cual sean extraídas, sin embargo la mayoría de aguas de producción tienen algunos componentes en común tales como : Iones orgánicos, Sólidos disueltos totales, constituyentes orgánicos, hidrocarburos del petróleo (como BTEX), Metales, Radioisótopos y químicos agregados durante las operaciones de perforación y producción. No obstante caracterizar el agua de producción de un yacimiento es un paso importante para poder determinar cual será la disposición final y que tratamientos realizar para llevar a cabo tal disposición, si se reinyecta, se reusa o simplemente se descarga al ambiente. Para el riego es necesario disminuir principalmente concentraciones críticas en el agua de producción como los TDS (100-400.000 mg/lit), los TOC (0-1500 mg/lit), aceite total y grasas (2-560 mg/lit) y algunos iones críticos como el Na^+ (0-150.000 mg/lit) , el Cl^- (0-270.000 mg/lit) y el B (5-95 mg/lit) entre otros.
- Se determinaron los parámetros más influyentes en la calidad del agua de riego. Son muchos los factores que determinan la calidad del agua. Entre los más importantes se encuentran la alcalinidad, el pH normalmente (6,5-8,4), toxicidad por iones específicos como Na (0-40 meq/lit), Ca^{++} (0-20 meq/lit), Mg^{++} (0-5 meq/lit) y B (0-2 mg/lit), las sales solubles TDS (0-2000 mg/lit) y la sodicidad expresada por la relación de absorción de sodio RAS normalmente entre (0- 15 meq/lit). Estos 2 últimos parámetros son claves cuando se utiliza agua de producción petrolera debido a que este tipo de agua contiene generalmente una gran cantidad de sólidos disueltos, principalmente cloruro de sodio. Por esta razón este tipo de agua es llamada salmuera o agua de sal. Por lo tanto, los tratamientos deben ir enfocados a producir un efluente que cumpla con las funciones básicas hacia la planta y por lo tanto asegure un rendimiento óptimo y de igual manera no produzca efectos perjudiciales en el suelo.

- Se identificaron las tecnologías de tratamiento de agua de producción, sin embargo, dichos tratamientos están históricamente limitadas a tecnologías de separación física como el separador API, coalescentes o hidrociclones. Estas tecnologías, en la mayoría de los casos, no son capaces de producir un efluente compatible con los estándares de agua fresca para reutilización beneficiosa en, por ejemplo, procesos de irrigación o industriales. No obstante, las tecnologías descritas tienen buena capacidad de remover sólidos disueltos y otros contaminantes que podrían perjudicar los cultivos o anteriormente han sido usadas para fines de riego agrícola.
- Finalmente se seleccionaron las tecnologías de tratamiento más adecuadas para el riego de cultivos, mediante un análisis jerárquico AHP en donde se propusieron 6 diferentes criterios: Viabilidad para riego de cultivos, consumo de energía, uso de químicos, pre/pos tratamiento costos generales y ciclo de vida y se compararon 8 diferentes tecnologías de tratamiento: Nanofiltración, Ósmosis Inversa, Destilación multiefecto, Destilación por compresión de vapor, Extracción de polímeros macroporosos, Intercambio iónico; electrodiálisis y humedades artificiales. Precisamente esta última tecnología arrojó los mejores resultados con un 26,8 % para la selección, seguido de la tecnología de destilación por compresión de vapor (VCD) con un 13,3 % y la tecnología de ósmosis inversa con un 12,2%.
- Se plantea que el riego con agua de producción tratada podría ser una opción atractiva y sostenible para la gestión del agua producida. Esta opción podría representar un enfoque innovador, especialmente si se aplica en regiones con recursos hídricos limitados, que ofrecería un valor agregado a esta fuente de agua si se combina con la producción de productos beneficiosos como biocombustible y material de biomasa.

7. RECOMENDACIONES

- Se recomienda revisar las tecnologías de tratamiento para el agua de producción petrolera que se reusen en actividades como la ganadería.
- Sería pertinente revisar los tipos de cultivos más y menos sensibles al riego con agua de producción petrolera pos-tratamiento, así como las propiedades físico-químicas del suelo.
- Investigar las zonas en el mundo de mayor escasez de agua y estrés hídrico, en donde sería una opción atractiva reusar el agua de producción para el riego de cultivos.
- Se recomienda hacer investigaciones acerca de la dinámica de fluidos computacional ya que estas herramientas usan modelos predictivos de simulación y tienen en cuenta las múltiples variables de interacción de calidad del agua y parámetros de diseño. La dinámica de fluidos computacional puede ser una herramienta valiosa para mejorar el diseño de las plantas de tratamiento existentes y la eficiencia de los procesos.

BIBLIOGRAFÍA

- Adewumi, M. A., Erb, J. E., & Watson, R. W. (1992). Initial Design Considerations for a Cost Effective Treatment of Stripper Oil Well Produced Water. In *Produced Water*. https://doi.org/10.1007/978-1-4615-2902-6_40
- Al-Ghouti, 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>
- Arpel. (2010). *Disposición y tratamiento del agua producida*.
- Ayers, R.C. and M. Parker (2001). Produced water waste management. Canadian Association of Petroleum Producers (CAPP). Calgary, Alberta, Canada.
- Bailey, B., Crabtree, M., & Elphick, J. (2000). *Control del agua*.
- Balzategi, A. G., & Moñino, N. (2008). *Exposición a la contaminación por actividad petrolera y estado de salud de la Comuna Yamanunka (Sucumbíos , Ecuador)*.
- Barman Skaare, B., Wilkes, H., Vieth, A., Rein, E., & Barth, T. (2007). Alteration of crude oils from the Troll area by biodegradation: Analysis of oil and water samples. *Organic Geochemistry*. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2007.07.007>
- Bauder, R., Sutherland, L., & Davis, J. G. (2011). *Irrigation Water Quality Criteria. 0*.
- Bergman, R. A. (1995). Membrane softening versus lime softening in Florida: A cost comparison update. *Desalination*, 102(1–3), 11–24. [https://doi.org/10.1016/0011-9164\(95\)00036-2](https://doi.org/10.1016/0011-9164(95)00036-2)
- Buitrago, G. F. (2014). *Analisis de tratamientos de agua en la industria petrolera en el bloque llanos 14 , oportunidades de mejora en el tratamiento de agua en petroleras. June*.
- Burns, K. A., Codi, S., Furnas, M., Heggie, D., Holdway, D., King, B., & McAllister, F. (1999). Dispersion and fate of produced formation water constituents in an Australian Northwest Shelf shallow water ecosystem. *Marine Pollution Bulletin*. [https://doi.org/10.1016/S0025-326X\(99\)00028-4](https://doi.org/10.1016/S0025-326X(99)00028-4)
- Callaghan, D., & Baumgartner, W. E. (1990). *Characterization of Residual Hydrocarbons in Produced Water Discharged From Gas Production Platforms*. <https://doi.org/10.2118/20881-ms>

- Collins, A. G. (1975). Geochemistry of oilfield waters. *ELSEVIER SCIENT.PUBL.*
[https://doi.org/10.1016/0012-8252\(77\)90073-3](https://doi.org/10.1016/0012-8252(77)90073-3)
- Dahm, K., & Chapman, M. (2014). *Produced Water Treatment Primer : Case Studies of Treatment Applications. August*, 1–70.
<https://www.usbr.gov/research/projects/detail.cfm?id=1617>
- Dórea, H. S., Bispo, J. R. L., Aragão, K. A. S., Cunha, B. B., Navickiene, S., Alves, J. P. H., Romão, L. P. C., & Garcia, C. A. B. (2007). Analysis of BTEX, PAHs and metals in the oilfield produced water in the State of Sergipe, Brazil. *Microchemical Journal*.
<https://doi.org/10.1016/j.microc.2006.06.002>
- Dores, R., Hussain, A., Katebah, M., & Adham, S. (2012). Using advanced water treatment technologies to treat produced water from the petroleum industry. *SPE Production and Operations Symposium, Proceedings*, 2(Md), 914–924.
<https://doi.org/10.2118/157108-ms>
- Drewes, J., Cath, T., Xu, P., & Graydon, J. (2009). An Integrated Framework for Treatment and Management of Produced Water. *Technical Assessment of Produced Water Treatment Technologies, November*, 8–128.
<http://www.rpsea.org/media/files/user/cath1.pdf>
- Fakhru'l-Razi, A., Pendashteh, A., Abdullah, L. C., Biak, D. R. A., Madaeni, S. S., & Abidin, Z. Z. (2009). Review of technologies for oil and gas produced water treatment. *Journal of Hazardous Materials*, 170(2–3), 530–551.
<https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2009.05.044>
- FAO. (1976). *Water quality for agriculture*.
<http://www.fao.org/3/T0234E/T0234E01.htm#ch1.1>
- Fillo, J. P., Koraido, S. M., & Evans, J. M. (1992). Sources, Characteristics, and Management of Produced Waters from Natural Gas Production and Storage Operations. In *Produced Water*. https://doi.org/10.1007/978-1-4615-2902-6_12
- Fipps, G. (2003). Irrigation water quality standards and salinity management strategies. *Texas A&M Agrilife Extension*, 4(03), 1–18.
- Folio, E., Ogunsola, O., Melchert, E., & Frye, E. (2018). Produced Water Treatment R&D: Developing Advanced, Cost- Effective Treatment Technologies. *The URTeC Technical*, 1, 23–25. <https://doi.org/10.15530/urtec-2018>

- Getliff, J. M., & James, S. G. (1996). Replacement of Alkyl-phenol ethoxylates to improve the environmental acceptability of drilling fluid additives. *International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*. <https://doi.org/10.2118/35982-ms>
- Grini, P. G., Hjelsvold, M., & Johnsen, S. (2007). *Choosing Produced Water Treatment Technologies Based on Environmental Impact Reduction*. <https://doi.org/10.2523/74002-ms>
- Guerra, K., Dahm, K., & Dundorf, S. (2011a). Oil and Gas Produced Water Management and Beneficial Use in the Western United States. *U.S. Department of the Interior Bureau of Reclamation, Managing Water in the West*, 157, 129. <https://doi.org/3180>
- Gulbaz, M., & Shakoor, A. (2017). Irrigation water quality requirements. In *ResearchGate* (Vol. 12, Issues 1–2, pp. 145–159). <https://doi.org/10.1080/02508068708686548>
- Guzmán Rozo, N. (Corporación colombiana de investigación agropecuaria). (1994). *“Calidad de agua para riego” Interpretación y uso*.
- Habibian, M., Pazouki, M., Ghanaie, H., & Abbaspour-Sani, K. (2008). Application of hydrocyclone for removal of yeasts from alcohol fermentations broth. *Chemical Engineering Journal*, 138(1–3), 30–34. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2007.05.025>
- Hirayama, A., Maegaito, M., Kawaguchi, M., Ishikawa, A., Sueyoshi, M., Al-Bemani, A. S., Ahmed, M., Esechie, H., Al-Mazrui, S. A., Al-Haddabi, M. H., & Al-Khanjari, S. S. (2002). Omani Oil Fields Produced Water: Treatment and Utilization. *Proceedings of the SPE International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico*, 577–581. <https://doi.org/10.2523/74413-ms>
- Holowenko, F. M., MacKinnon, M. D., & Fedorak, P. M. (2002). Characterization of naphthenic acids in oil sands wastewaters by gas chromatography-mass spectrometry. *Water Research*. [https://doi.org/10.1016/S0043-1354\(01\)00492-4](https://doi.org/10.1016/S0043-1354(01)00492-4)
- Igunnu, E. T., & Chen, G. Z. (2014). Produced water treatment technologies. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, 9(3), 157–177. <https://doi.org/10.1093/ijlct/cts049>
- INTAGRI. (2018). *Clasificación de Aguas para Riego Agrícola | Intagri S.C.*

<https://www.intagri.com/articulos/agua-riego/clasificacion-de-aguas-para-riego-agricola>

- Johnsen, S., Utvik, T. I. R., Garland, E., De Vals, B., & Campbell, J. (2004). Environmental fate and effect of contaminants in produced water. *International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*. <https://doi.org/10.2523/86708-ms>
- Khawaji, A. D., Kutubkhanah, I. K., & Wie, J. M. (2008). Advances in seawater desalination technologies. *Desalination*, 221(1–3), 47–69. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2007.01.067>
- Knight, R. L., Kadlec, R. H., & Ohlendorf, H. M. (1999). The use of treatment wetlands for petroleum industry effluents. *Environmental Science and Technology*, 33(7), 973–980. <https://doi.org/10.1021/es980740w>
- Kraemer, T. F., & Reid, D. F. (1984). The occurrence and behavior of radium in saline formation water of the U.S. Gulf Coast region. *Chemical Geology*. [https://doi.org/10.1016/0009-2541\(84\)90186-4](https://doi.org/10.1016/0009-2541(84)90186-4)
- Kurama, H., Poetzschke, J., & Haseneder, R. (2002). The application of membrane filtration for the removal of ammonium ions from potable water. *Water Research*, 36(11), 2905–2909. [https://doi.org/10.1016/S0043-1354\(01\)00531-0](https://doi.org/10.1016/S0043-1354(01)00531-0)
- Li, H. (2013). Produced water quality characterization and prediction for Wattenberg field. *CEUR Workshop Proceedings*, 1542(9), 33–36. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- MacGowan, D. B., & Surdam, R. C. (1988). Difunctional carboxylic acid anions in oilfield waters. *Organic Geochemistry*. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90262-8](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90262-8)
- Mancini, R. (2020). *La calidad del agua para riego - SAB spa*. <https://www.sabspa.com/es/la-calidad-del-agua-para-riego/>
- McCain, W. D. (2017). Properties of Petroleum Fluids. In *Petroleum Production Engineering* (pp. 19–36). <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-809374-0.00002-7>
- Meijer, D., & Madin, C. (2010). Removal of dissolved and dispersed hydrocarbons from oil and gas produced water with Macro Porous Polymer Extraction technology to reduce toxicity and allow water reuse. *The APPEA Journal*, 50(1), 637. <https://doi.org/10.1071/aj09041>

- Mesa, S. L., Orjuela, J. M., Ortega, A. T., & Sandoval, J. A. (2018). *Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana*. 21(1), 87–98.
- 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>
- Murray-gulde, C., Heatley, J. E., Karanfil, T., Rodgers, J. H., & Myers, J. E. (2003). *Performance of a hybrid reverse osmosis-constructed wetland treatment system for brackish oil field produced water*. 37, 705–713.
- Neff, J. M., Rabalais, N. N., & Boesch, D. F. (2003). Offshore oil and gas development activities potentially causing long-term environmental effects. In *Long-term Environmental Effects of Offshore Oil and Gas Development*.
- Neff, J., Sauer, T. C., & Hart, A. D. (2011). Bioaccumulation of Hydrocarbons from Produced Water Discharged to Offshore Waters of the US Gulf of Mexico. In *Produced Water*. https://doi.org/10.1007/978-1-4614-0046-2_24
- Nobel, A. (2004). Macro-porous polymer extraction for offshore produced water removes dissolved and dispersed hydrocarbons. *Business Briefing: Exploration & Production: The Oil & Gas Review, March 2002*, 1–4.
- Obunwo, C., & Chukwudi, C. (2015). Assessment of Physicochemical Characteristics of Produced Water from Terminals of Some Oil Industry Facilities in Nigeria. *Journal of Applied Sciences and Environmental Management*. <https://doi.org/10.4314/jasem.v19i2.2>
- Prigent, S., & Stefanakis, A. I. (2016). *The reuse of wetland-treated oilfield produced water for. November*.
- Ramos, L., & Marin, A. (2018). *Evaluación y experiencias en el control de conificación en pozos con alto corte de agua en yacimientos con empuje hidráulico*. 16, 23–40.
- Rautenbach, R., Vossenkaul, K., Linn, T., & Katz, T. (1997). Waste water treatment by membrane processes - New development in ultrafiltration, nanofiltration and reverse osmosis. *Desalination*, 108(1–3), 247–253. [https://doi.org/10.1016/S0011-9164\(97\)00032-5](https://doi.org/10.1016/S0011-9164(97)00032-5)
- Reddy, K. R., & Angelo, E. M. D. (1997). Biogeochemical indicators to evaluate

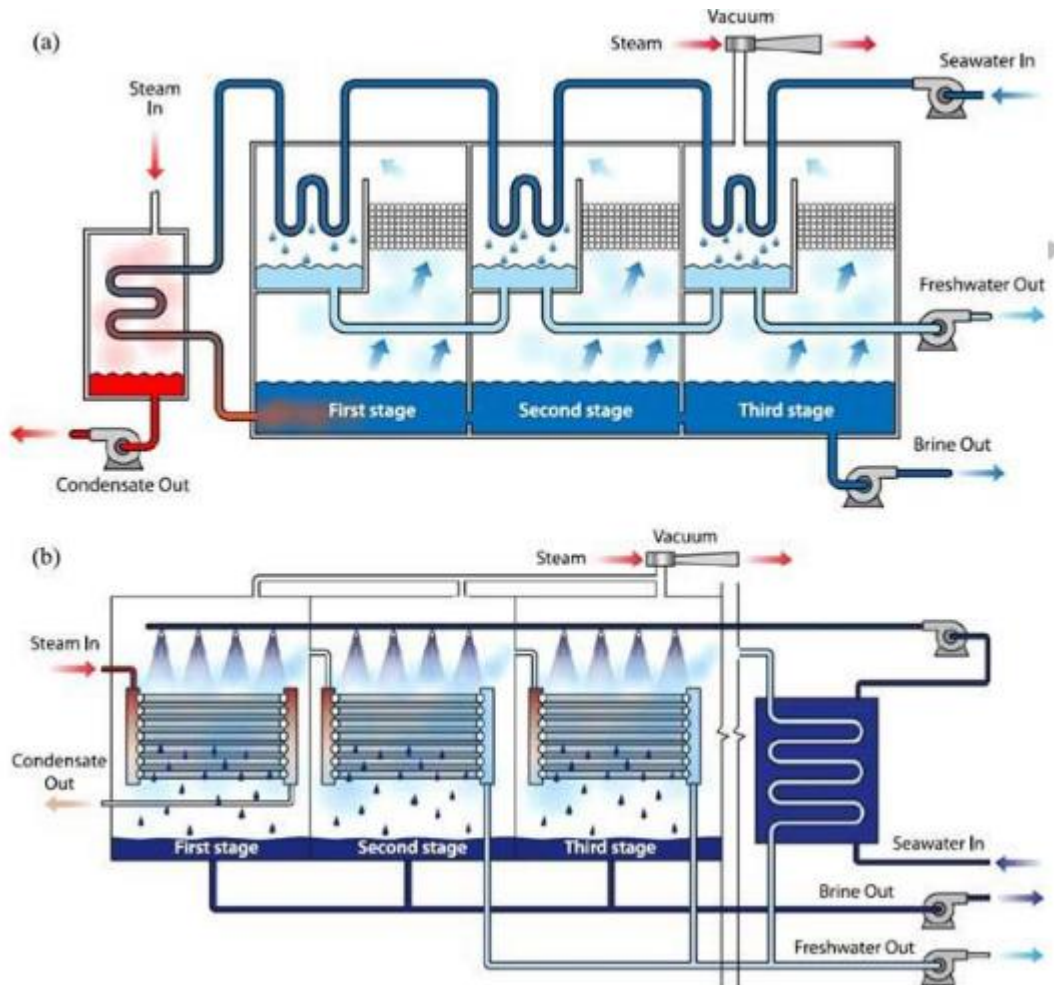
- pollutant removal efficiency in constructed wetlands. *Water Science and Technology*, 35(5), 1–10. [https://doi.org/10.1016/S0273-1223\(97\)00046-2](https://doi.org/10.1016/S0273-1223(97)00046-2)
- Røe Utvik, T. I. (1999). Chemical characterisation of produced water from four offshore oil production platforms in the North Sea. *Chemosphere*, 39(15), 2593–2606. [https://doi.org/10.1016/S0045-6535\(99\)00171-X](https://doi.org/10.1016/S0045-6535(99)00171-X)
- Rosario, F. F., & Bezerra, M. C. M. (2001). *SPE 68332 Scale Potential of a Deep Water Field - Water Characterisation and Scaling Assessment*. 8.
- Sanchez Uribe, J. (2013). *Tratamiento y disposición final del agua producida en yacimientos petroleros*.
- Santschi, P. H., & Honeyman, B. D. (1989). Radionuclides in aquatic environments. *International Journal of Radiation Applications and Instrumentation. Part*. [https://doi.org/10.1016/1359-0197\(89\)90231-2](https://doi.org/10.1016/1359-0197(89)90231-2)
- Shokrollahzadeh, S., Golmohammad, F., Naseri, N., Shokouhi, H., & Arman-Mehr, M. (2012). Chemical oxidation for removal of hydrocarbons from gas-field produced water. *Procedia Engineering*. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2012.07.487>
- Sirivedhin, T., McCue, J., & Dallbauman, L. (2004). Reclaiming produced water for beneficial use: Salt removal by electrodialysis. *Journal of Membrane Science*, 243(1–2), 335–343. <https://doi.org/10.1016/j.memsci.2004.06.038>
- Sonon, L., Saha, U., Butcher, S., Hawkins, G., Porter, W., & Lessl, J. (2008). *Irrigation Water Quality for Agriculture*. 2008(Figure 1), 1–20.
- Stephenson, M. T. (1992). A Survey of Produced Water Studies. In *Produced Water*. https://doi.org/10.1007/978-1-4615-2902-6_1
- Szép, A., & Kohlheb, R. (2010). Water treatment technology for produced water. *Water Science and Technology*, 62(10), 2372–2380. <https://doi.org/10.2166/wst.2010.524>
- Tao, F. T., Curtice, S., Hobbs, R. D., Sides, J. L., Wieser, J. D., Dyke, C. A., Tuohey, D., & Pilger, P. F. (1993). Conversion of oilfield produced water into an irrigation/drinking quality water. *Proceedings of the SPE/EPA Exploration and Production Environmental Conference*, 571–579. <https://doi.org/10.2523/26003-ms>
- Thomas, K. V., Langford, K., Petersen, K., Smith, A. J., & Tollefsen, K. E. (2009). Effect-directed identification of naphthenic acids as important in vitro xeno-estrogens and anti-androgens in North Sea offshore produced water discharges. *Environmental*

- Science and Technology*. <https://doi.org/10.1021/es9014212>
- University of Massachusetts, A. (n.d.). *Water Quality for Crop Production | UMass Center for Agriculture, Food and the Environment*. Retrieved January 6, 2021, from <https://ag.umass.edu/greenhouse-floriculture/greenhouse-best-management-practices-bmp-manual/water-quality-for-crop>
- Villegas, L. A. (2017). *Evaluación de riegos en la operación de una planta de tratamiento de agua de producción para pozos inyectoros*.
- Witter, A. E., & Jones, A. D. (1999). Chemical characterization of organic constituents from sulfide-rich produced water using gas chromatography/mass spectrometry. *Environmental Toxicology and Chemistry*. [https://doi.org/10.1897/1551-5028\(1999\)018<1920:CCOOCF>2.3.CO;2](https://doi.org/10.1897/1551-5028(1999)018<1920:CCOOCF>2.3.CO;2)
- Yang, M. (2011). Measurement of oil in produced water- Presentation. In *Produced Water* (Issue April). <https://doi.org/10.1007/978-1-4614-0046-2>
- Zaman, M., & Shahid, S. A. (2018). *Irrigation water quality*. January. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-96190-3>
- Zamora, C., & Ramos, J. (2010). *Las actividades de la industria petrolera y el marco ambiental legal en Venezuela .Una visión crítica de su efectividad*.
- Zhao, S., Huang, G., Cheng, G., Wang, Y., & Fu, H. (2014). Hardness, COD and turbidity removals from produced water by electrocoagulation pretreatment prior to reverse osmosis membranes. *Desalination*. <https://doi.org/10.1016/j.desal.2014.04.014>

ANEXOS

ANEXO 1.

ESQUEMA GENERAL DE (A) MSF Y (B) MED



Tomado de: Kargari A, M.M.A. Shirazi, Application of membrane separation technology for oil and gas produced water treatment, in: Advances in Petroleum Engineering (Volume 1: Refining), Studium Press LLC (2014c)