

ANÁLISIS DE TECNOLOGÍAS PARA EL TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN  
DE LA INDUSTRIA DE HIDROCARBUROS Y SU POTENCIAL USO EN SISTEMAS DE  
RIEGO

CESAR ORLANDO BAYONA TOLOLA

PROYECTO INTEGRAL DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE  
ESPECIALISTA EN GESTION AMBIENTAL

DIRECTOR

OSCAR LIBARDO LOMBANA CHARFUELAN

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE ESPECIALIZACIÓN EN GESTIÓN AMBIENTAL  
BOGOTÁ D.C

2023

## NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

---

---

---

---

Nombre del director

Firma del Director

---

Nombre

Firma del presidente Jurado

---

Nombre

Firma del Jurado

---

Nombre

Firma del Jurado

Bogotá, D.C. marzo de 2023

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García Peña

Vicerrector Académico de Recursos Humanos

Dr. Luis Jaime Posada Garcia-Peña

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretario General

Dr. José Luis Macías Rodríguez

Decano Facultad de Ingenierías

Dra. Naliny Patricia Guerra Prieto

Directora de programa

Ing. Nubia Liliana Becerra Ospina

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

## **DEDICATORIA**

Le dedico esta monografía a todas las personas y organizaciones que trabajan día a día por hacer del mundo un lugar mejor.

## **AGRADECIMIENTOS**

Quiero agradecer en primer lugar, a mi hijo Jerónimo Bayona, a mi Hermana Mónica Bayona, a mi Madre Fabiana Tolola y a mi Padre Cesar A. Bayona por acompañarme durante toda mi etapa académica dándome la fuerza y la motivación para seguir adelante y luchar por mis objetivos a pesar de las adversidades. Todo lo que he conseguido se los debo a ellos.

Así mismo agradezco a todas las personas que hicieron parte de mi formación académica, amigos, maestros y compañeros.

## TABLA DE CONTENIDO

	pág
<b>LISTA DE FIGURAS</b>	10
<b>LISTA DE TABLAS</b>	11
<b>RESUMEN</b>	12
<b>INTRODUCCIÓN</b>	13
<b>1. OBJETIVOS</b>	15
<b>1.1. Objetivo general</b>	15
<b>1.2. Objetivos específicos</b>	15
<b>2. AGUA DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.</b>	16
<b>2.1. Definición</b>	16
<b>2.2. Origen</b>	16
<b>2.3. Composición</b>	17
<b>2.3.1. Componentes disueltos y dispersos del petróleo</b>	17
<b>2.3.2. Minerales disueltos</b>	18
<b>2.3.3. Químicos de producción</b>	18
<b>2.3.4. Sólidos producidos</b>	18
<b>2.3.5. Gases disueltos</b>	19
<b>2.4. Fuentes del agua de producción</b>	19
<b>2.4.1. Agua “buena”</b>	19
<b>2.4.2. Agua de “barrido”</b>	19
<b>2.4.3. Agua “mala”</b>	20
<b>2.4.4. Aspectos que inciden en la producción excesiva de agua</b>	20
<b>2.4.5. Disposición</b>	21
<b>3. CARACTERIZACIÓN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS</b>	22
<b>3.1. Conductividad, salinidad y sólidos totales disueltos (TDS)</b>	23

<b>3.2. Iones inorgánicos</b>	27
3.2.1. <i>Iones mayores</i>	27
3.2.2. <i>Iones menores</i>	28
<b>3.3. Componentes orgánicos</b>	30
3.3.1. <i>Aceites dispersos</i>	30
3.3.2. <i>Componentes orgánicos solubles o disueltos</i>	30
3.3.3. <i>Carbono orgánico total (TOC)</i>	31
3.3.4. <i>Ácidos orgánicos</i>	31
<b>3.4. Hidrocarburos del petróleo</b>	33
3.4.1. <i>Benceno, tolueno, etilbenceno y xileno (BTEX)</i>	33
3.4.2. <i>Hidrocarburos aromáticos policíclicos</i>	34
3.4.3. <i>Fenoles</i>	34
<b>3.5. Demanda química de oxígeno (DQO) y demanda bioquímica de oxígeno (DBO5)</b>	34
<b>3.6. Metales</b>	35
<b>3.7. Materiales radioactivos naturales (NORM)</b>	36
<b>3.8. Químicos agregados</b>	37
<b>4. TECNOLOGÍAS EMPLEADAS EN EL TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS</b>	39
<b>4.1. Filtros bilógicos aireados (BAF)</b>	40
<b>4.2. Hidrociclones</b>	41
<b>4.3. Flotación</b>	42
<b>4.4. Adsorción</b>	43
<b>4.5. Oxidación</b>	44
<b>4.6. Medio filtrante</b>	44
<b>4.7. Sedimentación</b>	45



<b>4.8. Humedales artificiales</b>	45
<b>4.9. Desinfección ultravioleta</b>	45
<b>4.10. Microfiltración/Ultrafiltración</b>	46
<i>4.10.1. Microfiltración/Ultrafiltración</i>	47
<i>4.10.2. Nanofiltración (NF) y Osmosis inversa (OI)</i>	48
<b>4.11. Procesos térmicos</b>	48
<i>4.11.1. Destilación flash multietapa</i>	49
<i>4.11.2. Destilación Multiefecto</i>	49
<i>4.11.3. Compresión de vapor</i>	49
<i>4.11.4. Destilación por membrana</i>	50
<b>5. ASPECTOS A TENER EN CUENTA PARA EL APROVECHAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN SISTEMAS DE RIEGO</b>	51
<b>5.1. Salinidad y Sodicidad</b>	53
<b>5.2. Toxicidad</b>	54
<i>5.2.1. Toxicidad por sodio</i>	54
<i>5.2.2. Toxicidad por boro</i>	55
<i>5.2.3. Toxicidad por cloruros</i>	56
<b>6. CONCLUSIONES</b>	57
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	59
<b>ANEXOS</b>	<b>68</b>

## LISTA DE FIGURAS

	<b>pág</b>
<b>Figura 1.</b> Distribución de la concentración de TDS para pozos convencionales	26
<b>Figura 2.</b> Distribución de la concentración de TDS para pozos no convencionales de CBM	27
<b>Figura 3.</b> Esquema general de un hidrociclón	42

## LISTA DE TABLAS

	pág
<b>Tabla 1.</b> Componentes principales y su concentración encontrados en aguas de producción	23
<b>Tabla 2.</b> Concentraciones (mg/kg o ppm) de varios elementos e iones inorgánicos en aguas de producción de diferentes edades geológicas en comparación con concentraciones promedio en agua de mar al 35‰.	24
<b>Tabla 3.</b> Rangos de los constituyentes inorgánicos en las aguas de producción.	29
<b>Tabla 4.</b> Concentraciones en mg/L de ácidos orgánicos de bajo peso molecular presentes en las aguas de producción de algunas plataformas de Noruega y Estados Unidos	32
<b>Tabla 5.</b> Rangos de concentración ( $\mu\text{g/L} = \text{ppb}$ ) de varios metales en el agua de mar y en las aguas de producción de las plataformas de Escocia y Grand Banks, Canadá. Comparada con las aguas de producción descargadas en Noroeste del Golfo de México y en el sector Noruega del Mar del Norte	36
<b>Tabla 6.</b> Actividad (pCi/L) de los isótopos radioactivos y algunos de sus padres e hijos en las aguas de producción y el agua de mar	37
<b>Tabla 7.</b> Productos químicos usados en las plataformas del Mar del Norte y las cantidades estimadas presentes en las aguas de producción que son descargadas al océano	38
<b>Tabla 8.</b> Límites para los constituyentes específicos para las aguas de riego	52
<b>Tabla 9.</b> Tolerancia al boro (mg/L) para cultivos	55
<b>Tabla 10.</b> Niveles de concentración de cloruros $\text{Cl}^-$ presentes en las aguas de riego y su efecto en los cultivos	56

## RESUMEN

El presente trabajo se enfocó en el análisis de las tecnologías disponibles para el tratamiento de las aguas de producción de hidrocarburos para su posterior aprovechamiento en sistemas de riego. Primeramente, se realizó una definición general de estas aguas donde se identificaron sus posibles orígenes, componentes generales y las opciones viables de disposición. De igual forma, se llevó a cabo una caracterización más específica sobre los componentes y contaminantes que pueden presentar las aguas de producción; entre ellos se pueden encontrar los sólidos disueltos totales, iones inorgánicos, componentes orgánicos, hidrocarburos del petróleo, DQO y DBO, metales, materiales radioactivos y químicos agregados. Posteriormente se describieron las tecnologías para el tratamiento de las aguas de producción de hidrocarburos como son los BAFs, hidrociclones, humedales artificiales, micro y nanofiltración, procesos térmicos, desinfección ultravioleta, entre otros. Por último, se expusieron los aspectos necesarios que deben cumplir las aguas de producción para poder ser aprovechadas en sistemas de riego; donde se evidenció que los factores críticos son la salinidad, sodicidad y toxicidad por iones específicos.

**Palabras clave:** Aguas de producción, tratamiento, riego, salinidad, disposición, hidrocarburos, industria petrolera.

## INTRODUCCIÓN

Las aguas residuales industriales representan una de las principales causas de contaminación de los recursos hídricos del planeta. Debido al crecimiento y desarrollo que ha tenido el sector industrial en las etapas más recientes de la humanidad se ha incrementado drásticamente el uso de grandes volúmenes de agua en diferentes procesos empleándolos como materias primas, materiales de limpieza y funcionamiento, medios de producción, vehículos de otras materias, refrigerantes, entre otros. Dichos procesos le proporcionan al agua una carga de diferentes contaminantes que podrán ser vistos en el efluente de agua residual respectivo y que de no ser tratados apropiadamente para su correcta disposición final pueden desencadenar diferentes impactos ambientales (Castellanos & Quintero, 2019).

La industria petroquímica se caracteriza por hacer uso de grandes volúmenes de agua en sus operaciones, como son: la fase de exploración, de refinación, de transporte y de producción. Siendo esta última la que emplea y genera mayores volúmenes de agua, provenientes principalmente de las aguas que son producidas junto con los hidrocarburos. Se estima que este volumen es aproximadamente de más de 300 millones de barriles de agua de producción por día. (Ortega-Ramirez, Arcila, & Vargas-Díaz, 2019). Estas aguas de producción cuentan con una composición bastante compleja que varía de campo en campo. Esta complejidad es derivada de la amplia gama de contaminantes presentes en ellas, los cuales se pueden clasificar de manera general entre compuestos orgánicos e inorgánicos, en los que se pueden incluir los aceites disueltos y dispersos, grasas, productos químicos de tratamiento, metales pesados, productos a escala, ceras, sales, sólidos de formación, radionucleidos, gases disueltos, microorganismos y oxígeno disuelto. (Igunnu & Chen, 2012).

Teniendo en cuenta que la industria petrolera es uno de los sectores que enfrenta mayores desafíos ambientales, sociales y económicos durante todo su ciclo productivo se han venido adoptando poco a poco sistemas y procesos para darle una mayor circularidad al recurso hídrico y de esta manera optimizar la gestión del mismo; siendo este un aspecto crítico a la hora de evaluar la rentabilidad y sostenibilidad de un proyecto de explotación de hidrocarburos, considerando que la producción de fluidos presentes en un yacimiento está en buena parte compuesta por agua.

De esta forma la industria petrolera derivada de los desafíos presentados por las nuevas regulaciones, las restricciones geológicas y la escasez de agua de agua local ha optado por la investigación e implementación de nuevas tecnologías de tratamiento para las aguas de producción

en vista de que las tecnologías de separación física que se han venido utilizando tradicionalmente en el pasado, en la mayoría de los casos, no tienen la capacidad de producir agua con la calidad necesaria para reemplazar la toma de agua dulce. (Prada, 2021)

## **1. OBJETIVOS**

### **1.1. Objetivo general**

Analizar las tecnologías disponibles para el tratamiento de aguas de producción de la industria de hidrocarburos para su potencial uso en sistemas de riego.

### **1.2. Objetivos específicos**

- Identificar las tecnologías de tratamiento de aguas residuales de producción de hidrocarburos utilizadas en la industria del petróleo.
- Definir los parámetros técnicos y normativos necesarios para dar cumplimiento a los estándares de aguas tratadas para uso en sistemas de riego.
- Revisar los aspectos técnicos a considerar en las tecnologías de tratamiento de aguas residuales de producción para su uso en sistemas de riego según las características de los efluentes.
- Establecer las principales ventajas en la implementación de tecnologías para el tratamiento de aguas residuales de producción de hidrocarburos enfocadas a la gestión sostenible del recurso hídrico.

## **2. AGUA DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.**

### **2.1. Definición**

El agua de formación o agua natural estará siempre asociada a la producción de hidrocarburos, puesto que esta se encuentra junto con el petróleo en los reservorios. En el momento en que inicia la extracción del aceite y el gas por medio de la perforación de un pozo se produce algo de agua pero generalmente en las primeras etapas de vida del pozo son cantidades considerablemente pequeñas, lo suficiente como para cumplir los límites de refinería o de transporte (hasta 0,5% BS&W). (Asociación de Empresas De Petróleo, Gas y Energía Renovable de América Latina y el Caribe -ARPEL-, 2000)

A medida que la producción de hidrocarburos continua, la presión del yacimiento disminuye y usualmente se le inyecta agua para mantener la presión hidráulica del mismo y mejorar la producción de petróleo. Adicionalmente puede haber filtraciones de agua provenientes de afuera del área del yacimiento. En el momento en que el agua dentro de la formación llega al pozo de producción se inicia la producción de lo que se conoce como agua producida o salmuera de yacimientos petrolíferos, esta agua representa el mayor volumen de subproductos que se generan durante las operaciones de extracción de hidrocarburos. Esta mezcla de hidrocarburos, agua de formación, agua inyectada y productos químicos de tratamiento, es usualmente clasificada como agua producida en yacimientos petrolíferos, agua de producción de gas natural y agua de producción de gas metano de carbón (CBM), dependiendo de su fuente de origen. (Igunnu & Chen, 2012)

### **2.2. Origen**

El agua siempre estará presente en un yacimiento de hidrocarburos, la alta densidad del agua con respecto al aceite provoca que esta se almacena bajo capas enormes de petróleo en un medio poroso. En consecuencia, una vez iniciada la producción de hidrocarburos con el paso del tiempo esta agua empezara a fluir por el pozo dando inicio a la producción de agua que en el momento del cierre de producción de un pozo el contenido de aceite es muy bajo y el de agua alcanza niveles aproximadamente del 98%. (Sánchez, 2013)



El agua y el petróleo tienen una estrecha relación que data desde los orígenes de los hidrocarburos. Estos son una sustancia de origen natural que se componen de una mezcla compleja de compuestos de carbono e hidrógeno; se pueden encontrar en estado líquido, sólido o gaseoso, dependiendo de su composición, la temperatura y la presión. (Asociación de Empresas De Petróleo, Gas y Energía Renovable de América Latina y el Caribe -ARPEL-, 2000)

Actualmente la teoría más aceptada sobre el origen del petróleo es la del origen orgánico y sedimentario que sostiene que la materia orgánica, proveniente de antiguas plantas y animales microscópicos marinos murieron y fueron depositados en sedimentos de grano fino bajo unas condiciones de escaso oxígeno. Esta materia prima orgánica del hidrocarburo, denominada kerógeno, con el transcurso del tiempo y los efectos del soterramiento, la temperatura y la presión se convierte en petróleo. Estos efectos también afectan a los sedimentos donde se depositan esta materia orgánica, produciendo la formación de rocas petrolíferas que típicamente son lutitas oscuras, muy ricas en materia orgánica. Es pertinente mencionar que el escenario principal para que las condiciones deficientes de oxígeno se sostengan por cierto tiempo se halla en el fondo de un cuerpo de agua, el cual en la mayoría de los casos para que un cuerpo de agua sea lo suficientemente grande para aportar cantidades económicas de petróleo, se trata de un mar de agua salada. (Asociación de Empresas De Petróleo, Gas y Energía Renovable de América Latina y el Caribe -ARPEL-, 2000)

### **2.3. Composición**

La composición del agua producida depende en gran medida de la naturaleza de la producción y de la formación que la almacenaba, las condiciones operacionales y los compuestos químicos usados en los procesos de facilidades. Esta composición del agua producida puede variar según su fuente, sin embargo, la composición del agua producida es cualitativamente similar a la del aceite y gas producido. (Hedar & Budiyo, 2018)

Generalmente las aguas de producción se componen de componentes disueltos y dispersos del petróleo, minerales disueltos de formación, gases disueltos; incluidos el CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, productos químicos de producción y sólidos producidos. (Iggunu & Chen, 2012)

#### **2.3.1. Componentes disueltos y dispersos del petróleo**

Estos componentes son una mezcla de hidrocarburos incluido el BTEX (benceno, tolueno, etilbenceno y xileno), PAH's (hidrocarburos poliaromáticos) y fenoles. Los aceites disueltos son los compuestos orgánicos constituyentes polares de las aguas producidas, mientras que las pequeñas gotas suspendida de aceite en la fase acuosa se denomina aceite disperso. (Igunnu & Chen, 2012) El BTEX, los fenoles, los hidrocarburos alifáticos, el ácido carboxílico y los compuestos aromáticos de bajo peso molecular se clasifican como componentes disueltos, mientras que los PAH's menos solubles y los alquilfenoles pesados presentes en el agua son presentados como aceites dispersos. (Veil, Puder, & Elcock, 2004)

### ***2.3.2. Minerales disueltos***

Los minerales disueltos o compuestos inorgánicos usualmente están presentes en altas concentraciones y son clasificados como cationes y aniones, naturalmente son materiales radioactivos y metales pesados. Los cationes y aniones juegan un rol importante en la química del agua producida,  $\text{Na}^+$  y  $\text{Cl}^-$  son los responsables de la salinidad, que pueden ir desde pocos miligramos por litro hasta unos 300 000 mg/l (Roach, Carr, & Howard, 1993).  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Ba}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{2+}$  y  $\text{Sr}^{2+}$  afectan la conductividad y el potencial de formar incrustaciones (Igunnu & Chen, 2012).

### ***2.3.3. Químicos de producción***

Los químicos de producción pueden ser compuestos puros o compuestos que contienen ingredientes activos disueltos en un disolvente o un co-disolvente. se pueden aplicar para diferentes fines tales como: inhibición de la corrosión, hidratar la formación, deposición de insertos, producción de espuma, deposición de grasa, controlar el crecimiento bacteriano, deshidratación del gas y para romper emulsiones y facilitar la separación del petróleo y el agua. (Hansen & Davies, 1994). Estos químicos entran en el agua en trazas y a veces en cantidades significativas, estas pueden variar de plataforma en plataforma.

### ***2.3.4. Sólidos producidos***

Entre los sólidos producidos podemos encontrar arcillas, sólidos precipitados, grasas, bacterias, carbonatos, arena y recortes, corrosión, apuntalantes, sólidos de formación y otros sólidos suspendidos (Fakhru'l-Razi, Pendashteh, & Abdullah, 2009).

#### **2.3.5. Gases disueltos**

La mayoría de los gases disueltos en el agua de producción son dióxido de carbono, oxígeno y sulfuro de hidrógeno. Estos se forman de manera natural por la actividad bacteriana o las reacciones químicas presentes en el agua (Igunnu & Chen, 2012).

### **2.4. Fuentes del agua de producción**

Como se ha mencionado, la presencia de agua en un campo petrolero es inevitable y si bien es cierto que los operadores no están interesados en la producción de agua, se debe tener claro que las aguas son mejores con respecto a otras. Con respecto a la producción de hidrocarburos se debe distinguir entre el agua de barrido, el agua buena (aceptable) y el agua mala (excesiva) (Oilfield Review, 2000)

#### **2.4.1. Agua “buena”**

Es el agua producida dentro del hueco a una tasa inferior al límite económico de la relación de agua-petróleo. Esta se da cuando existe un flujo simultáneo de agua y petróleo dentro de la matriz de la formación. Otra forma de producción de agua aceptable proviene de las líneas de flujo convergentes dentro del pozo.

Teniendo en cuenta que el agua buena produce petróleo junto con ella, se debe procurar maximizar su producción y para reducir los costos implícitos, esta agua debería eliminarse tan pronto como sea posible, empleando por ejemplo, un separador de fondo. (Oilfield Review, 2000)

#### **2.4.2. Agua de “barrido”**

Proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo en el yacimiento. es fundamental el adecuado manejo de este tipo de agua, ya que es un factor determinante en la vida productiva del pozo. (Oilfield Review , 2000)

#### **2.4.3. Agua “mala”**

Esta se puede definir como el agua producida dentro del hueco, que no produce petróleo o bien cuando la producción de petróleo no es suficiente para compensar el costo asociado al manejo del agua (Oilfield Review , 2000).

#### **2.4.4. Aspectos que inciden en la producción excesiva de agua**

La producción excesiva de agua “mala” puede generar altos costos operativos y la reducción de la productividad de un pozo, así como provocar impactos ambientales no deseados.

Los factores asociados a la producción de agua en exceso se pueden clasificar en 2 categorías, según la fuente del problema donde este se ha generado: en las cercanías del pozo y a nivel de yacimiento (Jaripatke & Dalrymple, 2010).

En relación con los posibles problemas de producción de agua en las cercanías del pozo podemos encontrar: (Ramos & Marín, 2018)

- Fugas en el revestidor o casing
- Canalización detrás del revestidor
- Daños causados por acumulación de incrustaciones o bacterias
- Pozo completado con perforaciones cercanas a las zonas de agua
- Completación en zonas de transición de fases agua/petróleo

Por otra parte, para el caso de los problemas a nivel de yacimiento, que puede incluir zonas que están más allá de la zona de drenaje del pozo productor, podemos encontrar: (Ramos & Marín, 2018)

- 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.

#### **2.4.5. Disposición**

El correcto análisis de las aguas de producción de hidrocarburos y la selección del proceso de tratamiento más adecuado para las mismas, basándose en la disposición final que se les dará a estas es un factor crítico a la hora de mitigar los posibles problemas operativos, económicos, sociales y ambientales que su pueden llegar a presentar durante las operaciones de producción de hidrocarburos.

Actualmente las principales opciones para este disposición son: Inyección en formaciones, donde el agua que es producida es reinyectada en su propia formación o en otras; descarga al medio ambiente, puede descargarse en acuíferos siempre y cuando cumpla con la reglamentación establecida; reutilización en operaciones de la industria petrolera, con un tratamiento mínimo se puede emplear esta agua en procesos de perforación y preparación y por último en aplicaciones de uso beneficioso donde el agua producida puede ser dispuesta para uso en comunidades y en actividades como el riego y cuidado del hábitat, tratamiento de agua industrial e incluso manejo de agua potable. (Ortega-Ramirez, Arcila, & Vargas-Díaz, 2019)

### **3. CARACTERIZACIÓN DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

Las aguas de producción de hidrocarburos se pueden catalogar como una mezcla entre las aguas formación, que son provenientes de fuentes de agua de mar o agua dulce, que han estado atrapadas por millones de años con petróleo y gas natural en un reservorio geológico; y del flujo de retorno de agua cargada con productos químicos que es inyectada durante la perforación y producción del pozo petrolero, que se emplea tanto para el aumento de la producción como para garantizar la seguridad de las operaciones. (Lee & Neff, 2011)

Entre los principales componentes de las aguas de producción generalmente se pueden encontrar: Altos contenidos de salinidad, sólidos totales disueltos (TDS), grasas y aceites, hidrocarburos poliaromáticos (PAHs); benceno, tolueno, etilbenceno y xileno (BTEX); fenoles, ácidos orgánicos, compuestos orgánicos e inorgánicos que pueden causar dureza e incrustaciones como por ejemplo el calcio, el magnesio, los sulfatos y el bario. (Al-Ghouti, Al-Kaabi, Ashfaq, & Da'na, 2019) En la Tabla 1 podemos observar de manera más detallada los ya mencionados componentes.

Es importante tener en cuenta que la composición de las aguas de producción puede variar ampliamente de campo en campo, ya que depende tanto como de la ubicación geográfica, la edad geológica, la profundidad y geoquímica del yacimiento que almacena el hidrocarburo tanto como de la composición química de las fases de aceite y gas presentes en el mismo, junto con los productos químicos empleados durante la producción del yacimiento. Es por esto que se deben realizar estudios regionales específicos para poder conocer los riesgos ambientales provenientes de su disposición. (Lee & Neff, 2011)

**Tabla 1.***Componentes principales y su concentración encontrados en aguas de producción.*

Parámetro	Concentración (mg/l)	Parámetro	Concentración (mg/l)
Parámetros principales		Metales	
COD	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	0.038-64
Ácidos orgánicos totales	0.001-10000	Al	0.4-410
Químicos de tratamiento de producción		As	0.002-11
Glicol	7.7-2000	Ba	0-850
Inhibidores de corrosión	0.3-10	Cr	0.002-1.1
Inhibidores de arcillas	0.2-30	Fe	0.1-1100
BTEX		Mn	0.004-175
Benceno	0.032-778.51	K	24-4300
Etilbencina	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 <sup>2+</sup>	0-74,000
Hidrocarburos saturados	17-30	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	0-15,000
Grasas y aceites totales	2-560	Mg <sup>2+</sup>	0.9-6000
Fenol	0.001-10,000	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	0-15,000
		Cl <sup>-</sup>	0-270,000

**Nota.** Descripción de concentraciones de los principales parámetros presentes en las aguas de producción. Tomado de. Al-Ghouti, Al-Kaabi, Ashfaq, & Da'na. (2019). Produced water characteristics, treatment and reuse: A review

### 3.1. Conductividad, salinidad y solidos totales disueltos (TDS)

En las soluciones acuosas la conductividad es directamente proporcional a la concentración de solidos disueltos, por ende, en cuanto mayor sea la concentración de TDS, mayor será la conductividad de la sustancia. En el caso de las aguas de producción esta conductividad puede variar ampliamente; por ejemplo, se encontró que las aguas de producción de un campo de gas natural tenían un rango de conductividad de entre 4200 a 180,000  $\mu\text{S}/\text{cm}$ ; mientras que en otro estudio se encontraron rangos desde 136,000 hasta 586,000  $\mu\text{S}/\text{cm}$  (Al-Ghouti, Al-Kaabi, Ashfaq, & Da'na, 2019).

La salinidad es uno de los indicadores más preocupantes de las aguas de producción, debido a su alta concentración de sólidos disueltos. La salinidad de las aguas de producción puede estar en el rango de partes por mil (‰) de aproximadamente 300‰, que corresponde a una salmuera saturada, salinidad mucho más alta que la del agua de mar, que está en el rango de 32 a 36‰ (Rittenhouse, Fulton, Grabowski, & Bernard, 1969). A pesar de esto, las aguas producidas tienen las mismas sales que el agua de mar. En aguas de producción con alta salinidad los iones inorgánicos más presentes en orden de su abundancia en la sustancia son: sodio, cloruros, calcio, magnesio, potasio, sulfatos, bromuros, bicarbonatos y yoduro (Pillard, Tietge, & Evans, 1996). En la Tabla 2 se puede observar las concentraciones de diferentes elementos e iones inorgánicos presentes en aguas de producción de diferentes eras geológicas en comparativa con las concentraciones promedio de un agua de mar al 35‰.



**Tabla 2.**

*Concentraciones (mg/kg o ppm) de varios elementos e iones inorgánicos en aguas de producción de diferentes edades geológicas en comparación con concentraciones promedio en agua de mar al 35‰*

Elemento/ion	Agua de mar	Agua producida	
		Máxima concentración (era <sup>a</sup> )	Rango promedio de concentraciones
Salinidad	35,000	-	<5,000->300,000,000
Sodio	10,760	120,000 (J)	23,000-57,300
Cloruros	19,353	270,000 (P)	46,100-141,000
Calcio	416	205,000 (P)	2,530-25,800
Magnesio	1,294	26,000 (D)	530-4,300
Potasio	387	11,600 (D)	130-3,100
Sulfatos	2,712	8,400 (T)	210-1,170
Bromuro	87	6,000 (J)	46-1,200
Estroncio	0.008	4,500 (P)	7-1,000
Amonio	-	3,300 (P)	23-300
Bicarbonato	142	3,600 (T)	77-560
Yoduro	167	1,410 (P)	3-210
Boro	4.45	450 (T)	8-40
Carbonato	-	450 (M)	30-450
Litio	0.17	400 (J)	3-50

<sup>a</sup>D, Devoniano; J, Jurásico; M, Misisipí; P, Pensilvania; T, Terciario

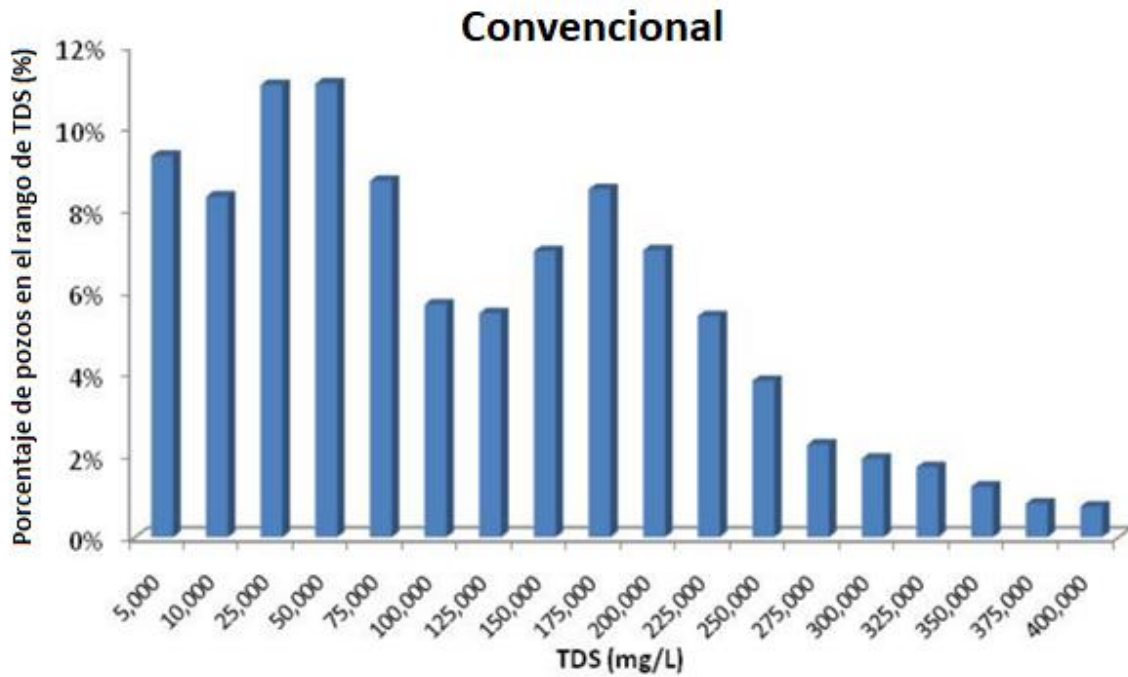
**Nota:** Comparación de concentraciones de elementos e iones inorgánicos entre las aguas de producción y el agua de mar. Tomado de Lee, Kenneth; Neff, Jerry. (2011). Produced Water Environmental Risks and Advances in Mitigation Technologies.

La concentración de TDS puede variar ampliamente en las aguas de producción de hidrocarburos, estas concentraciones pueden encontrarse en el rango de 1,000 a 400,000 mg/L (United States Geological Survey, 2002). Esta variación se debe a las diferencias geográficas entre las cuencas, la ubicación del yacimiento en el campo y del recurso producido. En un estudio realizado por Guerra et al. donde se compararon diferentes pozos convencionales y no convencionales al occidente de Estados Unidos, se demostró que hay una gran diferencia en las concentraciones de TDS entre los yacimientos convencionales y los yacimientos no convencionales. Se evidenció que los yacimientos convencionales podían alcanzar valores de TDS de hasta 400,00 mg/L, mientras que un yacimiento de metano en capas de carbón (CBM)

generalmente tiene concentraciones de TDS por debajo de los 50,000 mg/L. En la Figura 1 se puede observar la distribución de la concentración de TDS (mg/L) en pozos convencionales; mientras que, en la Figura 2 se expone la distribución de la concentración de TDS (mg/L) en pozos no convencionales (Guerra, Dahm, & Dundorf, 2011).

**Figura 1.**

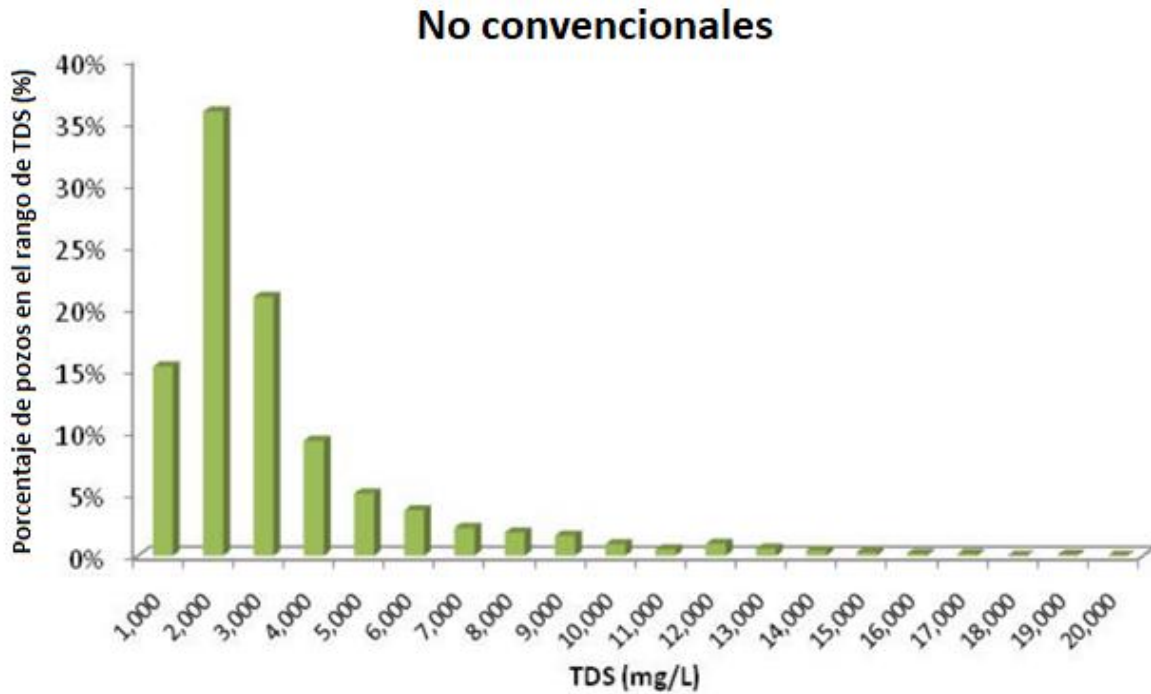
Distribución de la concentración de TDS para pozos convencionales



*Nota:* Guerra, K., Dahm, K., & Dundorf, S. (2011). Oil and Gas Produced Water Management and Beneficial Use in the Western United States.

**Figura 2.**

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



*Nota:* Guerra, K., Dahm, K., & Dundorf, S. (2011). Oil and Gas Produced Water Management and Beneficial Use in the Western United States

### 3.2. Iones inorgánicos

Como se ha mencionado anteriormente, el cloro y el sodio son los iones con mayor presencia en las aguas de producción. Sin embargo, debido a que las aguas de producción están por cientos de años en contacto directo con el ambiente sedimentario de la formación, no es extraño que las características mineralógicas de la formación se vean reflejadas en la calidad de dichas aguas (Veil, Pruder, Elcock, & Redweik, 2004). Estos minerales se pueden encontrar con mayor o menor frecuencia, otorgándoles así el nombre iones mayores y iones menores respectivamente. En la Tabla 3 se puede observar los rangos de concentraciones para los componentes inorgánicos presentes en las aguas de producción tanto como para pozos convencionales como no convencionales.

#### 3.2.1. Iones mayores

Los iones inorgánicos mayores que se pueden encontrar en las aguas de producción son el sodio, calcio, magnesio, potasio, cloruros, bicarbonatos y sulfatos. El bario y el estroncio también pueden llegar a estar presentes en las aguas de producción, sin embargo, sus concentraciones pueden estar entre el rango de no detectables a concentraciones elevadas del orden de 850 mg/L para el bario y 6,250 mg/L para el estroncio en yacimientos convencionales. (Guerra, Dahm, & Dundorf, 2011)

### **3.2.2. Iones menores**

Entre los iones inorgánicos menores presentes en las aguas de producción se pueden incluir una gran variedad de metales en diferentes rangos de concentraciones junto con algunos no metales como por ejemplo el fluoruro y el boro (McBeth & Reddy, 2003). Usualmente estos iones menores representan un poco menos del 1% de la contribución general de los sólidos disueltos. Sin embargo las concentraciones de estos iones menores tienen una vital importancia, ya que forman un papel importante para los estándares de usos beneficiosos que pueden tener estas aguas de producción, junto con los potenciales peligros para la naturaleza durante su tratamiento, la cantidad de constituyentes de valor que pueden ser recuperados y la preservación de ecosistemas naturales durante las diferentes operaciones con las mismas, como por ejemplo el uso de estas aguas para irrigación de suelos.

**Tabla 3.**

Rangos de los constituyentes inorgánicos en las aguas de producción

Lista de constituyentes	Unidades	Convencional	No convencional
Antimonio	mg/L	n/a	ND – 0.005
Aluminio	mg/L	<0.50 – 41	0.005 – 1.52
Arsénico	mg/L	0.004 – 151	ND – 0.158
Bario	mg/L	ND – 1740	0.445 – 125
Berilio	mg/L	<0.001 – 0.004	n/a
Bicarbonato	mg/L	ND – 14,750	4.53 – 49,031
Boro	mg/L	ND - 95	0.05 – 30.6
Bromuro	mg/L	150 – 1.149	ND – 41.1
Cadmio	mg/L	<0.005 – 1.21	ND – 0.076
Calcio	mg/L	ND – 74,185	ND – 5,530
Cloruros	mg/L	2 – 254,923	ND – 52,364
Cromo	mg/L	ND – 1.1	ND – 3.71
Cobalto	mg/L	n/a	ND – 0.010
Cobre	mg/L	<0.002 – 5	0.001 – 1.448
Fluoruro	mg/L	n/a	0.57 – 20
Hierro	mg/L	ND – 1.100	0.001 – 258
Plomo	mg/L	0.002 – 10.2	ND – 0.098
Litio	mg/L	3 – 235	ND – 1.5
Magnesio	mg/L	ND – 46,656	1.2 – 918.9
Manganeso	mg/L	<0.004 – 175	ND – 3.11
Mercurio	mg/L	<0.001 – 0.002	ND – 0.014
Molibdeno	mg/L	n/a	ND – 0.448
Níquel	mg/L	<0.08 – 9.2	ND – 0.082
Nitrógeno, amoniac (N-NH <sub>3</sub> )	mg/L	10 – 300	n/a
Nitrato (N-NO <sub>3</sub> )	mg/L	n/a	ND – 26.1
Potasio	mg/L	0 – 14,840	ND – 1,100
Selenio	mg/L	n/a	ND – 1.27
Plata	mg/L	<0.001 – 7	ND – 0.14
Sodio	mg/L	1 – 149,836	97.3 – 32,013
Estroncio	mg/L	0.02 – 6,200	ND – 47.9
Sulfato	mg/L	ND – 14,900	ND – 2,200
Estaño	mg/L	ND – 1.1	n/a
Titanio	mg/L	<0.01 – 0.7	n/a
Uranio	mg/L	n/a	ND – 2.5
Vanadio	mg/L	n/a	ND – 0.29
Zinc	mg/L	0.01 - 35	0.005 – 5.639

ND = no detectado; n/a = data no disponible

**Nota:** Descripción de las concentraciones en mg/L de los iones inorgánicos presentes en las aguas de producción de yacimientos convencionales y no convencionales. Tomado de Guerra, K., Dahm, K., & Dundorf, S. (2011). Oil and Gas Produced Water Management and Beneficial Use in the Western United States

### **3.3. Componentes orgánicos**

Los compuestos orgánicos presentes en las aguas de producción se pueden encontrar dispersos o disueltos en las mismas, este material orgánico existe en dos formas: aceites dispersos y material orgánico disuelto. La naturaleza y cantidad de estos componentes puede variar por diferentes factores como lo son: el tipo de hidrocarburo producido, el volumen de agua producida, las técnicas de levantamiento artificial empleadas y la etapa de producción. De cualquier modo, el único factor estudiado hasta ahora es el tipo de aceite (parafínico, asfáltico o gas condensado). (Stephenson, 1992).

#### **3.3.1. Aceites dispersos**

Los aceites dispersos son pequeñas gotas de aceite que están suspendidas en la fase acuosa de una sustancia. Si estos aceites dispersos entran en contacto con el suelo marino se puede generar una contaminación y acumulación de aceite en los sedimentos marinos, factor que puede llegar a afectar a los organismos bentónicos; sin embargo, los aceites dispersos pueden llegar hasta la superficie marina y expandirse formando así películas brillosas e incrementando la demanda biológica de oxígeno en las zonas cercanas a la mezcla (Veil, Pruder, Elcock, & Redweik, 2004). Entre los factores que pueden afectar la concentración de estos aceites dispersos en las aguas de producción se pueden encontrar: la densidad del aceite, la tensión interfacial entre la fase acuosa y el aceite, el tipo y la eficiencia del tratamiento químico junto con el tipo, tamaño y eficiencia de los equipos de separación física (Ali, Henry, Darlington, & Occapinti, 1999).

#### **3.3.2. Componentes orgánicos solubles o disueltos**

El crudo de aguas profundas tiene una gran cantidad de componentes polares, lo que propicia el incremento de hidrocarburos disueltos presentes en las aguas de producción. El pH y la temperatura pueden llegar a afectar la solubilidad de estos componentes orgánicos (McFarlane, Bostick, & Luo, 2002). Entre los hidrocarburos que se presentan de manera natural en las aguas de producción podemos encontrar a los hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAHs), ácidos orgánicos, fenoles y compuestos volátiles. A pesar de que la toxicidad de cada uno de estos

compuestos puede ser insignificante, estas toxicidades son aditivas por lo que al ser combinados generan la toxicidad del agua (Glickman, 1998).

Usualmente la concentración de estos compuestos orgánicos en las aguas de producción se incrementa a medida que el peso molecular de los compuestos baja, por ejemplo, los compuestos más ligeros como el BTEX y el naftaleno generalmente son menos afectados por la eficiencia de los procesos de separación aceite/agua que los molecularmente más pesados como los son los PAHs (Utvik, 2003).

Los componentes más solubles en el agua de producción son los que cuentan con un bajo peso molecular ( $C_2$ - $C_5$ ) ácidos carboxílicos, cetonas y alcoholes. Los componentes parcialmente solubles incluyen hidrocarburos de medio a alto peso molecular ( $C_6$  a  $C_{15}$ ), son solubles en agua a unas concentraciones bajas, pero no son tan solubles como hidrocarburos de menor peso molecular. Entre estos componentes se pueden incluir a los ácidos carboxílicos alifáticos y aromáticos, fenoles e hidrocarburos alifáticos y aromáticos (Veil, Puder, & Elcock, 2004). Estos componentes no son removidos fácilmente del agua producida, por lo que generalmente son descargados directamente al océano.

Las concentraciones de los compuestos volátiles usualmente son más altas en las aguas de producción provenientes de las plataformas que producen gas condensado que de las aguas de producción generadas en las plataformas de producción de aceite (Utvik, 2003).

### ***3.3.3. Carbono orgánico total (TOC)***

El carbono orgánico total (TOC) se refiere a los aceites o partículas de alta masa de carbono que pueden ser eliminados por filtración. Las concentraciones de TOC en las aguas de producción varían ampliamente entre un yacimiento y otro, estas concentraciones pueden tomar valores entre menos de 0.1 hasta más de 11,000 mg/L (Lee & Neff, 2011).

### ***3.3.4. Ácidos orgánicos***

Los principales ácidos orgánicos presentes en las aguas de producción son los ácidos monocarboxílicos y ácidos dicarboxílicos ( $-COOH$ ) provenientes de hidrocarburos alifáticos y aromáticos de un bajo peso molecular. Los ácidos orgánicos más abundantes en las aguas de

producción son el ácido fórmico y el ácido acético, sin embargo, se pueden encontrar otros como el ácido hexanoico, ácido butanoico, ácido propanoico y ácido pentanoico. (Prada, 2021). En una investigación realizada en el Golfo de México frente a la costa de Texas y Luisiana y en la cuenca de Santa María frente a la costa de California, se recolectaron diferentes muestras de aguas de producción donde se encontraron niveles de concentración de ácido fórmico, que iban desde los no detectables a los 68 mg/L; de ácido acético, con niveles de 8 a 5,735 mg/L y de ácido propanoico, con niveles de hasta 4,400 mg/L. (Al-Ghouti, Al-Kaabi, Ashfaq, & Da'na, 2019). En la Tabla 4, se pueden observar las concentraciones (mg/L = ppm) de los ácidos orgánicos de bajo peso molecular encontrados en las aguas de producción de plataformas Noruegas (Røe Utvik, Durell, & Johnsen, 1999) y Estadounidenses (MacGowan & Surdam, 1988).

Los ácidos orgánicos de bajo peso molecular pueden ser biosintetizados y biodegradados de una manera sencilla por plantas, hongos y bacterias, por ende, representan una fuente de nutrientes que contribuye al crecimiento de fitoplancton y zooplancton. Los ácidos orgánicos se producen por medio de pirolisis hidratada o degradación microbiana de hidrocarburos en la formación productora de petróleo (Borgund & Barth, 1994); (Barman Skaare, Wilkes, Veith, Rein, & Barth, 2007).

**Tabla 4.**

*Concentraciones en mg/L de ácidos orgánicos de bajo peso molecular presentes en las aguas de producción de algunas plataformas de Noruega y Estados Unidos.*

Ácido orgánico	Formula	Costa afuera USA	Mar del Norte Noruego
Ácido fórmico	CHOOH	ND-68	26-584
Ácido acético	CH <sub>3</sub> COOH	8-5,735	No determinado
Ácido propanoico	CH <sub>3</sub> CH <sub>2</sub> COOH	ND-4,400	36-98
Ácido butanoico	CH <sub>3</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>2</sub> COOH	ND-44	ND-46
Ácido pentanoico	CH <sub>3</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>3</sub> COOH	ND-24	ND-33
Ácido hexanoico	CH <sub>3</sub> (CH <sub>2</sub> ) <sub>4</sub> COOH	No determinado	ND
Ácido oxálico	COOHCOOH	ND-495	No determinado
Ácido malónico	CH <sub>2</sub> (COOH) <sub>2</sub>	ND-1,540	No determinado
Ácidos orgánicos totales	-	98-7,160	62-761

NA: no analizado. ND: no detectado

**Nota:** Descripción de las Concentraciones en mg/L de ácidos orgánicos encontrados en las aguas de producción de plataformas off shore de USA y Noruega. Tomado de Lee, Kenneth; Neff, Jerry. (2011). Produced Water Environmental Risks and Advances in Mitigation Technologies.



### **3.4. Hidrocarburos del petróleo**

Son compuestos químicos orgánicos conformados únicamente por carbono e hidrogeno, Estos hidrocarburos del petróleo se clasifican en dos grupos: hidrocarburos saturados e hidrocarburos aromáticos. La solubilidad de estos compuestos en el agua disminuye a medida que su tamaño (peso molecular) aumenta, los hidrocarburos aromáticos son más solubles en el agua que los saturados del mismo tamaño molecular. Estos hidrocarburos aparecen tanto como disueltos como dispersos en las aguas de producción (Lee & Neff, 2011).

Los separadores de aceite/agua, como los hidrociclones, son bastante eficientes a la hora de remover los hidrocarburos dispersos, pero no los disueltos; debido a esto la mayoría de los hidrocarburos del petróleo descargados en el océano junto con las aguas de producción tratadas son hidrocarburos aromáticos disueltos de bajo peso molecular y cantidades más pequeñas de hidrocarburos saturados. Las aguas de producción tratadas seguirán teniendo alguna cantidad de aceites dispersos, con tamaños de gotas entre 1 a 10  $\mu\text{m}$ , ya que no existe algún tratamiento que sea 100% efectivo (Johnsen, Røe Utvik, Garland, de Vals, & Campbell, 2004). Es por esto que representan una de las mayores preocupaciones ambientales respecto a las aguas de producción.

#### **3.4.1. Benceno, tolueno, etilbenceno y xileno (BTEX)**

Los BTEX son hidrocarburos aromáticos de un anillo, que se pueden encontrar naturalmente en productos de gas y aceite, incluyendo el gas natural, la gasolina y el combustible diésel. Debido a la alta volatilidad que poseen los BTEX, estos son liberados fácilmente a la atmosfera durante el proceso de tratamiento del agua de producción (Terrens & Tait, 1996). El aumento de la alcalinización implica una disminución en las concentraciones de benceno, según los estudios presentados por Al-Ghouti et al. las concentraciones de benceno pueden ir desde los 0.084 hasta los 778.51 mg/L, seguido por el tolueno, xileno y etilbenceno. (Al-Ghouti, Al-Kaabi, Ashfaq, & Da'na, 2019).

### **3.4.2. Hidrocarburos aromáticos policíclicos**

Los hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAHs) son hidrocarburos que contienen dos o más anillos aromáticos fusionados. Generalmente, la concentración de los PAHs totales en las aguas de producción se encuentra en el rango de 0.040 a 3 mg/L y constituidos principalmente por los más solubles en agua, correlacionados con dos y tres anillos PAH como: naftaleno, fenantreno y sus homólogos alquílicos. Los de mayor peso molecular, de 4 a 6 anillos PAH raramente son detectados en aguas de producción que han sido adecuadamente tratadas (Lee & Neff, 2011). Debido a su baja solubilidad en agua, son asociados principalmente por gotas de aceite dispersas.

### **3.4.3. Fenoles**

Los fenoles forman parte de los compuestos orgánicos aromáticos que incluyen uno o más grupos hidroxilos unidos a un grupo de hidrocarburos aromáticos. Las concentraciones totales de fenoles en el agua producida usualmente son menores de 20 mg/L. En estudios realizados en la costa del Golfo de Luisiana y en un sector del Mar del Norte Noruego se registraron concentraciones de fenoles totales entre el rango de 2.1 a 4.5 mg/L y de 0.36 a 16.8 mg/L, respectivamente (Neff J. , 2002); (Johnsen, Røe Utvik, Garland, de Vals, & Campbell, 2004). Los fenoles más abundantes en estas aguas de producción son fenol, metilfenoles y dimetilfenoles.

Se pueden encontrar varios niveles de fenoles en las aguas de producción provenientes de las operaciones de campos de petróleo y gas. Sin embargo, al comparar las concentraciones de fenoles entre ambos se encontró que las aguas de producción de los campos de gas tienen concentraciones más altas (Al-Ghouti, Al-Kaabi, Ashfaq, & Da'na, 2019).

## **3.5. Demanda química de oxígeno (DQO) y demanda bioquímica de oxígeno (DBO5)**

La demanda química de oxígeno (DQO) usualmente es usada para representar el contenido de material orgánico e inorgánico oxidable en las aguas de producción (Abdel-Salam, Abou Taleb, & Afify, 2018). las concentraciones de DQO encontradas en las aguas de producción de campos petrolíferos en Canadá y en una corriente de agua producción extraída de la corriente de gas de

una refinera iraní fueron de 280 mg/L y 270 mg/L, respectivamente (Zhao, Huang, Cheng, Wang, & Fu, 2014); (Shokrollahzadeh, Golmohammad, Naseri, Shokouhi, & Arman-Mehr, 2012).

La demanda bioquímica de oxígeno (DBO<sub>5</sub>) se emplea para medir la materia orgánica biodegradable mediante la capacidad de las bacterias comunes para digerir la materia orgánica en un periodo de incubación de generalmente 5 días a 20°C para obtener CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O (Villegas, 2017). La DBO reportada en las aguas de producción de campos de gas natural estaba entre los 75 y 2,870 mg/L (Fillo, Koraido, & Evans, 1992).

### **3.6. Metales**

La concentración de metales en las aguas de producción depende del campo, particularmente de la edad y la geología de la formación de la cual se está extrayendo el petróleo y gas. Sin embargo, las concentraciones presentes en el agua producida junto con el crudo no tienen correlación entre sí (Utvik, 2003). Los metales típicamente encontrados en las aguas de producción incluyen el zinc, plomo, magnesio, hierro y bario. Sus concentraciones en las aguas de producción usualmente son más altas que las presentes en el agua de mar, a pesar esto los potenciales impactos para los organismos marinos pueden ser bajos, debido a que la dilución reduce las concentraciones (Veil, Puder, & Elcock, 2004). En la Tabla 5 se pueden observar los rangos de concentración de varios metales en el agua de mar y en las aguas de producción de las plataformas de Escocia y Grand Banks, Canadá. Comparada con las aguas de producción descargadas en Noroeste del Golfo de México y en el sector Noruego del Mar del Norte.

**Tabla 5.**

Rangos de concentración ( $\mu\text{g/L} = \text{ppb}$ ) de varios metales en el agua de mar y en las aguas de producción de las plataformas de Escocia y Grand Banks, Canadá. Comparada con las aguas de producción descargadas en Noroeste del Golfo de México y en el sector Noruego del Mar del Norte.

Metal	Agua de mar	Golfo de México	Mar del Norte	Plataforma Escocesa	Grand Banks
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
Manganeso	0.03-1.0	1,000-7,000	NA	1,300-28,000	81-565
Mercurio	0.00007-0.006	<0.01-0.2	0.017-2.74	<10	NA
Molibdeno	8-13	0.3-2.2	NA	NA	<1
Níquel	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

<sup>a</sup>Resultados combinados de siete plataformas

<sup>b</sup>Resultados combinados de 12 plataformas

<sup>c</sup>SOEP/DFO

<sup>d</sup>Resultados combinados de Hibernia y Terra Nova

NA: no analizado

**Nota:** Comparación de las concentraciones de varios metales presentes entre las aguas de producción de plataformas en Escocia, Grand Banks Golfo de México Noruega. Tomado de Lee, Kenneth; Neff, Jerry. (2011). Produced Water Environmental Risks and Advances in Mitigation Technologies.

### 3.7. Materiales radioactivos naturales (NORM)

Los elementos radioactivos naturales o NORM, por sus siglas en inglés, incluyen el uranio, talio, radio y radón. Estos elementos se disuelven en el agua a bajas concentraciones mientras el agua está en contacto con la roca o la tierra. Los NORM presentes en la producción de aceite y gas están conformados principalmente por radio 226 y 228 (Guerra, Dahm, & Dundorf, 2011), el radio es derivado de la degradación del uranio 238 y el torio 232, asociados a ciertas rocas y arcillas en el yacimiento de hidrocarburos (Michel, 1990). Los NORM también están presentes en depósitos de incrustaciones que recubren las tuberías y en los tanques de almacenamiento que transportan y

contienen aguas de producción (Guerra, Dahm, & Dundorf, 2011). en la Tabla 6 se puede apreciar la actividad de los isótopos radioactivos y algunos de sus padres e hijos en las aguas de producción y el agua de mar.

**Tabla 6.**

*Actividad (pCi/L) de los isótopos radioactivos y algunos de sus padres e hijos en las aguas de producción y el agua de mar.*

Radionucleido	Agua de mar	Agua de producción
<sup>226</sup> Ra	0.027-0.04	0.054-32,400
<sup>228</sup> Ra	0.005-0.03	8.1-4,860
<sup>224</sup> Ra	0.0002-0.008	13.5-1,080
<sup>238</sup> U	1.1	0.008-2.7
<sup>232</sup> Th	0.003	0.008-0.027
<sup>210</sup> Pb	0.026-0.12	1.35-5,130
<sup>210</sup> Po	0.018-0.068	0.005-0.17

*Nota:* Descripción de isotopos radioactivos encontrados en las aguas de producción. Tomado de Lee, Kenneth; Neff, Jerry. (2011). Produced Water Environmental Risks and Advances in Mitigation Technologies.

### 3.8. Químicos agregados

Adicionalmente de los compuestos nombrados anteriormente que se encuentran de manera natural en las aguas de producción, se pueden encontrar un largo numero aditivos químicos específicos que son utilizados en campo tanto como para ayudar en la extracción de los hidrocarburos como para manejar diferentes problemas operacionales como facilitar el proceso de separación de fases aceite-gas-agua, prevenir la corrosión de la tubería, prevenir la hidratación de metano en sistemas de producción de gas, vapor de agua, depósitos de minerales, emulsiones, espumas y parafinas. En estos aditivos químicos se pueden encontrar los biocidas, inhibidores de arcillas, rompedores de emulsiones, floculantes, anti-espumantes y coagulantes. La mayoría de estos químicos son más solubles en aceite que en las aguas producidas y permanecen en la fase de aceite. Algunos son solubles en agua, permaneciendo y siendo descargados junto con las aguas producidas, en la Tabla 7 se pueden observar los productos químicos usados en las plataformas del

Mar del Norte, junto con las cantidades estimadas presentes en las aguas de producción que son descargadas al océano y su fase de asociación. Las concentraciones de la mayoría de estos productos químicos son bajas en las aguas de producción, sin embargo algunos como los inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustaciones y químicos para el tratamiento de gas pueden ser altos en sistemas con estos problemas (Lee & Neff, 2011).

**Tabla 7.**

*Productos químicos usados en las plataformas del Mar del Norte y las cantidades estimadas presentes en las aguas de producción que son descargadas al océano.*

Químico	Concentración típica de uso (ppm, v/v)	Fase de asociación del químico	Cantidad descargada al Mar del Norte (t/y)
Inhibidor de arcillas	3-10	Agua	1,143
Inhibidor de corrosión	25-100	Aceite	216
Eliminadores de H <sub>2</sub> O/O <sub>2</sub>	5-15	Agua	22
Biocidas	10-200	Agua	81
Rompedores de emulsión	10-200	Aceite	9
Coagulantes y floculantes	<3	Agua	197
Químicos para tratamiento de gas	Variable	Agua	2,846

*Nota:* Descripción de las concentraciones típicas de uso de algunos químicos empleados en las operaciones de producción, junto con su fase de asociación y los niveles presentes en las aguas descargadas en el mar del norte. Tomado de Lee, Kenneth; Neff, Jerry. (2011). Produced Water Environmental Risks and Advances in Mitigation Technologies.

#### **4. TECNOLOGÍAS EMPLEADAS EN EL TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

Las aguas de producción son consideradas como un residuo de los procesos de producción de petróleo y gas. Su adecuado manejo está pensado para reducir los impactos ambientales que estas puedan generar. Se pueden considerar tres maneras sucesivas principales para el manejo de las aguas de producción que se pueden resumir en minimizar los volúmenes producidos de las aguas de producción, el reúso o reciclaje de las aguas de producción y si ninguno de los anteriores se puede aplicar, se debe considerar la descarga de las aguas de producción al ambiente (Nasiri & Jafari, 2016).

Los sistemas de tratamiento generalmente necesitan una serie de procesos individuales para remover los contaminantes, ya que no existe un solo proceso que logre este cometido. El tratamiento de las aguas de producción puede ayudar a facilitar las opciones de manejo que pueden tener las aguas producidas; por ejemplo, el reúso en agricultura y procesos industriales (Al-Ghouti, Al-Kaabi, Ashfaq, & Da'na, 2019). Se puede afirmar que el objetivo principal de estos procesos es de remover los siguientes componentes de las aguas de producción (Nasiri & Jafari, 2016):

- Aceites libres y dispersos
- Orgánicos disueltos
- Microorganismos, algas y bacterias
- Turbidez mediante la eliminación de partículas suspendidas y coloidales
- Gases disueltos
- Minerales y sales disueltas, exceso de la dureza en el agua y posibles materiales radioactivos

Generalmente, el método más económico es el más preferible y el costo del tratamiento de las aguas de producción depende principalmente de la calidad del fluido, los precios de la electricidad, la capacidad de la planta, así como de la calidad requerida para la cual se destinará el efluente.

En esta sección se expondrán los aspectos técnicos generales de los principales tratamientos para las aguas de producción.

#### **4.1. Filtros biológicos aireados (BAF)**

Los filtros biológicos aireados o BAF, por sus siglas en inglés, son una clase de tecnologías que incluyen películas fijas junto con un proceso de crecimiento, filtros de desbaste, filtros intermitentes y filtros precoladores convencionales (Guerra, Dahm, & Dunderf, 2011). Estos consisten en un medio permeable como pueden ser rocas, grava o un medio plástico, el cual debe tener un área de superficie alta por unidad de volumen, ser duraderos y económicos. El agua que va a ser tratada fluye hacia abajo sobre el medio y con el tiempo comienza a formar una película microbiana en la superficie de este. El grosor de la capa microbiana comienza a volverse más grueso a medida que el filtro es usado, eventualmente cuando la capa microbiana es lo suficientemente gruesa, la capa de limo se convierte en una capa anaeróbica y comienza a desprenderse del filtro del efluente. El medio facilita la oxidación/remoción de los constituyentes orgánicos. Este es un proceso aeróbico en el cual sus condiciones son mantenidas por bombas y ventiladores en el sistema (U.S. Environmental Protection Agency, 1991).

Los BAFs pueden remover aceite, sólidos suspendidos, amoníaco, nitrógeno, demanda química de oxígeno, demanda bioquímica de oxígeno, hierro, magnesio, metales pesados, compuestos orgánicos solubles y sulfuro de hidrógeno, el magnesio y el hierro son removidos debido a la oxidación química más que por los procesos biológicos (Guerra, Dahm, & Dunderf, 2011). Debido a que los BAFs no remueven los constituyentes disueltos, los altos contenidos de sales pueden reducir la eficacia de estas tecnologías a causa de los efectos de la toxicidad de las sales. A niveles de cloruros menores de 6,600 mg/L no habrá afectación en la eficacia de eliminación de contaminantes por medio de los BAFs; si los niveles de cloruros son superiores a los 20,000 mg/L, habrá una disminución del crecimiento del limo y la eliminación de la demanda biológica de oxígeno (Ludzack & Noran, 1965). La concentración máxima de compuestos en el agua que se tratará en esta tecnología depende de la remoción esperada y del requisito de calidad objetivo de la misma. La capacidad de remoción de los BAFs dependerá de la tasa hidráulica con la que se cargará el filtro y de la calidad del agua a tratar. A continuación se muestra la capacidad de remoción aproximada de estas tecnologías (Guerra, Dahm, & Dunderf, 2011):



- 60 a 90% nitrificación
- 50 a 70% nitrógeno total
- 70 a 80% aceites
- 30 a 60% DQO
- 85 a 95% DBO
- 75 a 85% solidos suspendidos

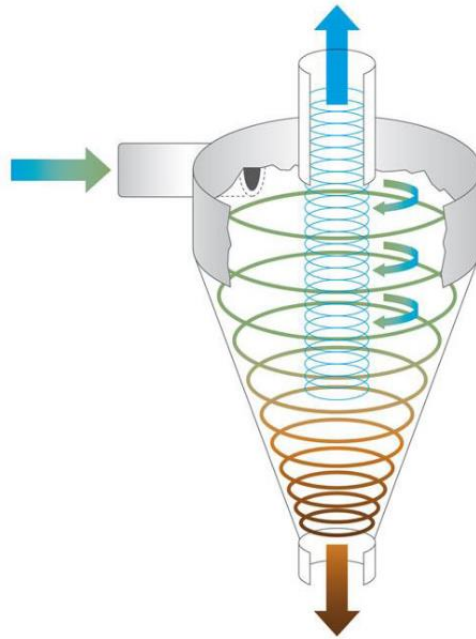
Estos procesos tienen una recuperación del agua de cerca del 100%, los residuos generados provienen del asentamiento de la capa microbiana que se desprende del medio filtrante y su disposición puede llegar a representar el 40% del costo total de estas tecnologías. La generación de residuos es aproximadamente de 0.4 a 0.7 libras de solidos secos por cada 1,000 galones de agua tratada (Ball, 1994).

#### **4.2. Hidrociclones**

Los Hidrociclones son usados para separar los sólidos y el aceite contenidos en las aguas de producción, basándose en la diferencia de densidades. Generalmente, consisten en una sección cilíndrica en el tope del sistema que se alimenta tangencialmente y una base cónica. La capacidad operacional y de separación de los hidrociclones depende del ángulo de la sección cónica. Estos sistemas tienen dos fuentes de descarga, una al fondo, que es llamada corriente de rechazo y es utilizada para descargar las fases más pesadas, y uno en la parte superior, que se denomina corriente de desbordamiento o producto y se usa para descargar la fase más ligera de la corriente de entrada (Nasiri & Jafari, 2016). En la Figura 3 se puede observar un esquema general de un sistema de hidrociclones.

**Figura 3.**

Esquema general de un hidrociclón



*Nota:* Tomado de Nasiri, Masoud; Jafari, Iman. (2016). Produced Water from Oil-Gas Plants: A Short Review on Challenges and Opportunities

Los hidrociclones pueden remover partículas y aceites de las aguas de producción. Dependiendo del modelo de el hidrociclón empleado, pueden remover partículas entre el rango de 5 a 15  $\mu\text{m}$  (NETL). Sin embargo, no pueden remover compontes solubles de aceites y grasas.

Pueden ser usados para tratar aguas con una concentración de sólidos y químicos orgánicos altas, así como reducir las concentraciones de grasas y aceites a 10 ppm. El residuo generado por estas tecnologías son lodos con concentraciones de solidos que requieren disposición. También cuenta con una alta recuperación de agua final (Guerra, Dahm, & Dundorf, 2011).

### **4.3. Flotación**

La flotación consiste en el uso de finas burbujas de gas para separar pequeñas partículas suspendidas que son difíciles de separar por sedimentación. El gas es inyectado al agua que va a ser tratada provocando que las partículas y gotas de aceite suspendidas en el agua se adhieran a las burbujas de aire, ambas empezaran a subir a la superficie y terminaran formando una espuma que será retirada por los skimmers (Guerra, Dahm, & Dundorf, 2011). La flotación por gas/aire disuelto

también puede ser empleada para remover compuestos orgánicos volátiles y grasas y aceites. Los gases disueltos empleados pueden ser aire, nitrógeno o cualquier otro tipo de gas inerte (Çakmakce & Kayaalp, 2008).

La eficacia de los procesos de flotación depende de la diferencia de densidad entre el líquido y los contaminantes que van a ser removidos, del tamaño y temperatura de las gotas de aceite y del tamaño y adecuada distribución de las burbujas de gas (Casaday, 1993). La flotación funciona de una mejor manera a bajas temperaturas; si las temperaturas presentes son altas, la presión requerida para disolver el gas en el agua será mayor (Guerra, Dahm, & Dunderdorf, 2011).

Las tecnologías de flotación de gas se subdividen en dos categorías; flotación por gas disuelto (DFG) y flotación por gas inducido (IGF). Ambas se diferencian por el método empleado para generar las burbujas de gas y por el tamaño resultante de las mismas. En las unidades de DFG, el gas es alimentado a la cámara de flotación, que a su vez está cargada con una solución totalmente saturada. Dentro de la cámara, el gas es levantado por medio de aplicaciones de vacío o creando rápidas caídas de presión. Por otra parte, los sistemas de IGF, utilizan cizallas mecánicas o hélices para crear burbujas que serán introducidas en el fondo de la cámara de flotación. Se puede emplear métodos de coagulación como pretratamiento para los procesos de flotación (Guerra, Dahm, & Dunderdorf, 2011).

#### **4.4. Adsorción**

La adsorción se refiere a los procesos en los cuales el agua de producción atraviesa por un medio que ira atrapando los diferentes contaminantes presentes en las aguas a tratar. Esta puede conseguir usando una gran variedad de materiales, en los que podemos encontrar carbón activado, alúmina activada, zeolitas y arcillas orgánicas. En las operaciones normales de adsorción no son requeridos compuestos químicos. Sin embargo, periódicamente algunas partículas grandes pueden quedar atrapadas en los espacios vacíos del medio por lo que puede ser necesario emplear algunos productos químicos durante los procesos de retrolavado. Usualmente estos procesos pueden ser alimentados utilizando la gravedad por lo que no es necesario el uso de energía, exceptuando los momentos donde se realizan los retrolavados (Guerra, Dahm, & Dunderdorf, 2011).

Los adsorbentes son capaces de remover magnesio, hierro, compuestos de BTEX, metales pesados, carbón orgánico total y aceite de las aguas de producción. Generalmente, la adsorción es

empleada en un tren de tratamientos más que en un tratamiento aislado. Debido a que los adsorbentes pueden ser recargados con facilidad al emplear grandes concentraciones de compuestos orgánicos, tiene un mejor desempeño en una etapa de pulido que como un tratamiento primario para las aguas de producción (Veil J. , Produced Water Management Technology Descriptions., 2011). La adsorción puede remover más del 80% de metales pesados y se puede alcanzar una recuperación de casi el 100% de agua tratada (Spellman, 2003).

#### **4.5. Oxidación**

La oxidación química hace referencia a las reacciones de óxido-reducción, que consienten en dos reacciones en cadena: la oxidación sucede cuando una sustancia pierde o dona electrones, y la reducción tiene lugar cuando una sustancia acepta o gana electrones. Los oxidantes usados comúnmente en el tratamiento de aguas son cloro, dióxido de cloro, permanganato, oxígeno y ozono. El oxidante apropiado para usar en el proceso dependerá de muchos factores como la calidad del agua a tratar, los contaminantes presentes en el agua y los costos locales de energía y químicos necesarios (American Water Works Association, 2005). La oxidación puede ser usada para remover compuestos orgánicos y algunos inorgánicos, la tasa de oxidación dependerá directamente de la dosis química y del tiempo de contacto entre los oxidantes y el agua. Cabe mencionar que este es un proceso bastante confiable, requiere una cantidad mínima de equipos y tiene una recuperación del 100% del agua alimentada (Guerra, Dahm, & Dundorf, 2011).

#### **4.6. Medio filtrante**

La filtración se puede lograr usando una gran variedad de medios, como por ejemplo nuez, conchas, arena, antracita, entre otros. Es una tecnología ampliamente usada en los procesos de tratamiento de aguas de producción, especialmente los filtros de cascara de nuez para eliminar las grasas y aceites. Existen muchas tecnologías disponibles en el mercado para tratar aguas de producción de manera específicas (Guerra, Dahm, & Dundorf, 2011).

La filtración no remueve los iones disueltos, pero su rendimiento no se ve afectado por altas concentraciones de sal, esta puede ser usada para remover los contenidos de TDS exceptuando las sales, el contenido de TOC y los contenidos de grasas y aceites en proporciones

mayores al 90%. La eficacia de remoción puede ser mejorada empelando coagulantes en la corriente antes del filtro. Posee cerca del 100% de recuperación de agua tratada (Guerra, Dahm, & Dundorf, 2011).

#### **4.7. Sedimentación**

La sedimentación se puede llevar a cabo en una cuenca o un estanque. Los tanques de sedimentación requieren una gran huella ambiental y una adecuada mitigación para proteger la vida silvestre. El volumen de sedimentos depositados dependerá directamente del tiempo de residencia hidráulica de las aguas de producción en los estanques de sedimentación. Usualmente se utiliza para eliminar partículas grandes de las fuentes de agua y es utilizada junto con otros procesos de tratamiento. No tiene requisitos químicos, pero pueden ser utilizados para mejorar la sedimentación (Guerra, Dahm, & Dundorf, 2011)

#### **4.8. Humedales artificiales**

Los principales mecanismos que usan los humedales artificiales para la remoción de contaminantes son la sedimentación, adsorción, filtración, degradación microbiana, nitrificación, desnitrificación, fotooxidación, la absorción de las plantas y la volatilización. Estos sistemas tienen la ventaja de poseer unos bajos costos de construcción y operación, se estima que la construcción de un humedal artificial para el tratamiento de aguas puede oscilar entre \$0.01 a \$0.02 por barril. Adicionalmente, el promedio de vida útil para estos sistemas es de 20 años. Sin embargo, estos sistemas no son tan eficientes y su tasa de tratamiento es lenta comparada con otras tecnologías (Guerra, Dahm, & Dundorf, 2011).

#### **4.9. Desinfección ultravioleta**

En este proceso el agua es bombeada a través de un reactor UV, que está equipado con un arreglo de lámparas UV que proveen una dosis de desinfección de 30 a 50 megajoules por centímetro cuadrado ( $\text{MJ}/\text{cm}^2$ ). A medida que los patógenos pasan por el reactor van siendo desactivados, son expuestos a la luz UV durante un tiempo predeterminado, que dependerá del

nivel de desinfección deseado. Usualmente son instaladas en canales abiertos para el tratamiento de aguas residuales. Se pueden encontrar varios tipos de lámparas UV en el mercado, las más comunes suelen ser las lámparas de vapor de mercurio (Bureau of Reclamation, 2003). Las lámparas están almacenadas dentro de abrazaderas de cuarzo en el reactor para protegerlas de posibles roturas.

El mecanismo de funcionamiento de la desinfección por UV es el daño del ácido desoxirribonucleico (ADN) y/o del ácido ribonucleico (ARN) de los microorganismos a través de rayos UV. Un factor crítico a tener en cuenta para los procesos de desinfección por UV es la remoción de los sólidos suspendidos, ya que estos pueden generar un fenómeno llamado “efecto sombra”, que se da cuando los microorganismos son protegidos por estos sólidos suspendidos. Debido a esto, la desinfección es típicamente usada en las últimas etapas de la mayoría de facilidades de tratamiento de aguas, ya que los sólidos suspendidos y los iones disueltos deben haber sido removidos (Bureau of Reclamation, 2003). Estos procesos son una forma popular de desinfección primaria gracias a su facilidad de uso, el no requerimiento de productos químicos y la ausencia de formación de subproductos de desinfección (Guerra, Dahm, & Dundorf, 2011).

#### **4.10. Microfiltración/Ultrafiltración**

Debido a los altos costos de tratamiento, el uso de químicos tóxicos, las limitaciones de espacio para la instalación de equipos y la generación de contaminantes adicionales. Las tecnologías basadas en separación física por membrana se convirtieron en una propuesta prometedora del siglo XXI en el ámbito del tratamiento de aguas residuales. Estos procesos de separación controlados por presión de la membrana, se basan en el tamaño de poro de la membrana utilizada para la separación de los componentes presentes en las aguas a tratar (Nasiri & Jafari, 2016).

Las membranas son pequeñas películas de materiales orgánicos y/o inorgánicos sintéticos, que separan compuestos específicos de una corriente de alimentación acuosa. Estos procesos se dividen basados en la membrana que va a ser empleada, estos son (Fane, 1996):

- Microfiltración (MF)
- Ultrafiltración (UF)

- Nanofiltración (NF)
- Osmosis inversa (OI)

#### ***4.10.1. Microfiltración/Ultrafiltración***

La microfiltración (MF) posee el tamaño de poro más grande de la gran variedad de sistemas de filtración por membrana, contando con un tamaño de poro de 0.1 a 3  $\mu\text{m}$  es usada como pretratamiento para la separación de partículas suspendidas de las aguas de producción. En términos del tamaño de partícula característico, la microfiltración cubre la remoción de la porción inferior de las arcillas convencionales y la mitad superior de la gama de ácidos húmicos. Estas partículas son más pequeñas que las bacterias, algas y quistes, pero más grandes que las partículas de los virus. La MF también es usada para reducir la turbidez y la remoción de sólidos suspendidos como *Cryptosporidium* y *Giardia*. La ultrafiltración (UF), posee un tamaño de poros de entre 0.01 a 0.1  $\mu\text{m}$ . La UF es usada para remover virus, color, olor y algunos materiales coloidales orgánicos naturales (Guerra, Dahm, & Dundorf, 2011).

Ambos procesos funcionan por medio de una presión transmembrana baja, de 1 a 30 libras por pulgada cuadrada (PSI) y ambas son utilizadas como pretratamiento para otros procesos de desalinización como: La osmosis inversa, la Nanofiltración y la electrodiálisis. cabe aclarar que la MF y UF no tienen la capacidad de remover las sales por sí mismas (Bureau of Reclamation, 2003).

Existen dos tipos de configuración de bombeo para la filtración por membrana, los sistemas presurizadas y los sistemas de vacío. Los sistemas presurizados consisten en un tanque que almacena la membrana y por el cual el agua a tratar es bombeada bajo presión para a travesar la membrana. Mientras que los sistemas de vacío emplean las membranas en tanques no presurizadas donde el agua es extraída por medio de bombas de vacío en la sección de producto de salida. Los rangos de recuperación en estos sistemas están entre el 85 a 95%, los rangos de flujo varían entre 20 y 100 galones por día por pie cuadrado. Las membranas son limpiadas generalmente por medio de retrolavados, que son aplicados en tiempos de 3 a 180 segundos en intervalos que pueden ir de los 5 minutos a varias horas (American Water Works Association, 2005). Sin embargo, también se pueden dar las limpiezas en sitio de las membranas de manera periódica cuando una limpieza mayor es requerida. Los agentes principales de limpieza son: hipoclorito de sodio, ácido cítrico, soda cáustica y detergentes.

#### **4.10.2. Nanofiltración (NF) y Osmosis inversa (OI)**

Estos procesos son usados para remover las sales de las aguas de producción. Las membranas de OI y NF trabajan por medio de presión. Esta presión debe ser mayor a la presión osmótica del agua que va a ser tratada, la presión osmótica es una función de la salinidad presente en el agua, de esta manera cuando el agua es forzada a través de la membrana la sal será rechazada. (Guerra, Dahm, & Dunderf, 2011).

Las membranas empleadas en estos sistemas pueden ser homogéneas o heterogéneas, simétricas o asimétricas en su estructura, líquidas o sólidas y pueden tener cargas positivas o negativas (Ravanchi, Kaghazchi, & Kargari, 2009). Los materiales que se emplean para la construcción de estas membranas pueden ser orgánicos, como las membranas poliméricas; e inorgánicos, como por ejemplo las membranas de cerámica. Estas últimas tienen una gran resistencia mecánica, alta compatibilidad química, larga vida operacional, una estabilidad térmica suficiente y un costo de ciclo de vida corto. Sin embargo, tienen la desventaja de tener unos altos costos en el mercado respecto a las membranas poliméricas (Nasiri & Jafari, 2016).

La OI no es un proceso rentable para aguas con salinidades muy altas, ya que debido a esto se incrementa la presión osmótica junto con la presión requerida para operar el sistema (Guerra, Dahm, & Dunderf, 2011). Es por esto que la NF y OI no son una opción práctica para el tratamiento de aguas de producción, teniendo en cuenta que estas cuentan con altas concentraciones de sal. Adicionalmente, se ha demostrado que la floculación orgánica tiende a incrementar los costos operativos y reducir la eficiencia de estas tecnologías (Mondal & Wickramasinghe, 2008).

#### **4.11. Procesos térmicos**

Los procesos de separación térmica son empleados en una gran cantidad de plantas de desalinización, donde los recursos energéticos ya están disponibles y donde los costos de energía son relativamente bajos (Nasiri & Jafari, 2016). Algunas de las tecnologías disponibles para el tratamiento de aguas de producción son:

- Destilación flash multietapa
- Destilación Multiefecto



- Compresión de vapor
- Destilación por membrana

#### ***4.11.1. Destilación flash multietapa***

En este proceso el agua es precalentada para luego ser sometida a una presión de vacío, lo que provocara que el vapor se desprenda del líquido caliente por un proceso de evaporación. Seguido de esto, el vapor se condensa para formar agua dulce, mientras que el remanente de salmuera concentrada que no es evaporada se envía a la siguiente cámara donde será sometida a un proceso similar. Estos procesos convierten el agua en vapor a unas bajas temperaturas a presiones de vacío. Gracias a que la temperatura de ebullición del agua es menor en presiones de vacío que en presiones atmosféricas, el requerimiento energético para estos procesos es menor (Guerra, Dahm, & Dundorf, 2011).

#### ***4.11.2. Destilación Multiefecto***

En la destilación multiefecto, el vapor del primer evaporador es condensado en el segundo evaporador y el calor de la condensación se usa para evaporar el agua en el segundo evaporador. Cada evaporador de la cadena se denomina “efecto” (Guerra, Dahm, & Dundorf, 2011).

#### ***4.11.3. Compresión de vapor***

En este proceso el agua a tratar es precalentada en un intercambiador de calor de dos placas utilizando el calor proporcionado por las corrientes de destilado y de la salmuera que salen del sistema. Luego la corriente es bombeada a un evaporador-condensador, donde se mezcla con salmuera y comienza a acumularse en el sumidero de evaporador. Una parte de estos lodos es depurada del sistema para eliminar sólidos disueltos acumulados, mientras que el resto es recirculado por medio de una bomba a un sistema de boquillas que lo distribuye uniformemente sobre un arreglo de tubos de transferencia de calor para formar una película descendente continua. El agua evaporada es succionada por el compresor de vapor, el cual descarga el vapor sobrecalentado a los tubos de transferencia de calor. A medida que pasa por los tubos de

transferencia de calor en el evaporador-condensador, el vapor sobrecalentado comienza a condensarse proporcionando la entalpia necesaria para vaporizar el lodo que está en la capa externa de los tubos. El patrón de la película descendente da como resultado altas tasas de transferencia de calor, por lo que se minimiza la relación entre la compresión y el trabajo necesario para impulsar el compresor. Las corrientes de condensado y salmuera se bombean fuera del evaporador-condensador antes de ser descargados o reciclados. Las condiciones típicas de operación de estos sistemas son, una temperatura de evaporación de 60°C y un radio de compresión de 1:1 (Shaffer, y otros, 2013).

#### ***4.11.4. Destilación por membrana***

La destilación por membrana es un proceso de membrana que es impulsado térmicamente y utiliza el gradiente de presión de vapor entre la solución de alimentación y la solución producida como fuerza impulsadora. la membrana es hidrófoba y microscópica. El flujo y la sal removida de este proceso son independientes de la salinidad del agua con que es alimentado. Existen muchas configuraciones que se pueden aplicar a este proceso (Guerra, Dahm, & Dunderf, 2011).

## **5. ASPECTOS A TENER EN CUENTA PARA EL APROVECHAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN SISTEMAS DE RIEGO**

La industria del Oil&gas (O&G), produce un gran volumen de agua durante las diferentes etapas productivas de sus operaciones. No obstante, en términos de volumen, las aguas de producción representan por lejos el subproducto o residuo más grande asociado con esta industria (Veil J. , 2011). En ciertas condiciones, las aguas de producción pueden ser reusadas en diferentes usos beneficiosos como por ejemplo el riego de cultivos. Esta práctica puede ser un factor determinante en el ámbito de la administración de recursos naturales no renovables como lo es el agua. Sin embargo, dicho uso beneficiosos representa solo una pequeña parte de las aguas de producción generadas en el mundo. Esta práctica podría proveer un volumen sustancial de agua para el riego de cultivos en tierras áridas cercanas a facilidades de la industria O&G. Las zonas áridas están presentes en todos los continentes (Safriel, y otros, 2005), cubriendo el 41% de la masa terrestre de la tierra y está proyectado a aumentar debido al cambio climático (Millenium Ecosystem Assessment, 2018). Estas regiones son habitadas por 2.1 billones de personas, las cuales viven en su mayoría en países en vía de desarrollo y dependen directamente de los recursos naturales de la tierra (United Nations, UN, 2010).

Se estima que para el año 2030 la mitad de la población mundial vivirá en regiones con alta escasez de agua (United Nations, UN, 2012). Este es un dato bastante alarmante teniendo en cuenta que alrededor del mundo el porcentaje de agua dulce empelada para el riego de cultivos es bastante grande. Solamente en Estados Unidos el gasto de agua dulce destinado a estos procesos representa el 39% total del gasto de agua o unos 150 billones de galones por día (U.S. Geologic Survey , USGS, 1998). Esto representa un gran peligro para la humanidad, ya que puede poner en riesgo la seguridad alimentaria de la mayor parte de la población mundial, que a su vez no detiene su crecimiento.

El riego de cultivos no requiere solamente de grandes volúmenes de agua, también tiene un criterio riguroso para la calidad del agua que va a ser empleada. Se puede decir que los tres parámetros críticos son la salinidad (afecta a los cultivos), la sodicidad (afecta el suelo) y la toxicidad (afecta a los cultivos) (ALL, 2003).

En la Tabla 8 se muestran los criterios para los constituyentes específicos para las aguas de riego. Estos componentes menores pueden afectar el crecimiento de las plantas cuando son

empleados en concentraciones superiores a las indicadas para la aplicación a corto y largo plazo. Además de estos componentes, los siguientes constituyentes y parámetros también se identifican como potencialmente perjudiciales para los cultivos cuando están en altas concentraciones (Texas Cooperative Extension, 2003):

- pH en rangos normales 6.5 a 8.4
- Cloruros < 70 ppm generalmente son seguros para todas las plantas
- Nitratos < 10 ppm nitrógeno nitrato (NO<sub>3</sub>-N), 45 ppm nitrato (NO<sub>3</sub>)

**Tabla 8.**

*Límites para los constituyentes específicos para las aguas de riego*

<b>Constituyente</b>	<b>Uso a largo plazo (mg/L)</b>	<b>Uso a corto plazo (mg/L)</b>
Aluminio (Al)	5	20
Arsénico (As)	0.1	2
Berilio (Be)	0.1	0.5
Boro (B)	0.75	2
Cadmio (Cd)	0.01	0.05
Cromo (Cr)	0.1	1
Cobalto (Co)	0.05	5
Cobre (Cu)	0.2	5
Flúor (F)	1	15
Hierro (Fe)	5	20
Plomo (Pb)	5	10
Litio (Li)	2.5	2.5
Manganeso (Mn)	0.2	10
Molibdeno (Mo)	0.01	0.05
Níquel (Ni)	0.2	2
Selenio (Se)	0.02	0.02
Vanadio (V)	0.1	1
Zinc (Zn)	2	10

**Nota:** Descripción de las concentraciones máximas permitidas de los constituyentes específicos para las aguas de riego que serán usadas en largo y corto plazo. Tomado de Guerra, K., Dahm, K., & Dundorf, S. (2011). Oil and Gas Produced Water Management and Beneficial Use in the Western United States

## 5.1. Salinidad y Sodicidad

La salinidad y la sodicidad están estrechamente relacionadas debido a que los iones principales presentes en las aguas de producción son sodio ( $\text{Na}^+$ ) y Cloruro ( $\text{Cl}^-$ ). Otros cationes como  $\text{K}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Ba}^{2+}$ ,  $\text{Sr}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{2+}$  y aniones como  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$  también pueden llegar a afectar la salinidad de las aguas de producción y su capacidad de amortiguamiento, Pero en una escala menor que el sodio y los cloruros, debido a sus bajas concentraciones en las aguas de producción (Hansen & Davies, 1994). Sin embargo, en algunos lugares donde se emplea el agua de mar para aumentar la recuperación de petróleo, las concentraciones de  $\text{SO}_4^{2-}$  son altas y contribuyen significativamente a la salinidad de las aguas de producción (Neff J. , 2002).

El exceso de salinidad y sodicidad en las aguas de producción usadas en el riego de cultivos pueden alterar la tierra de las zonas áridas de manera dramática e irreversible. La sal se comienza acumular en la tierra, principalmente en las zonas de raíces, como resultado de los altos grados de evaporación y de baja precipitación (Burkhardt, y otros, 2015); (Safriel, y otros, 2005). La acumulación de sal puede conllevar a una disminución de la infiltración de agua y la dispersión de arcillas, lo que destruirá el complejo de arcilla-humus, que finalmente será desplazado por los altos contenidos de  $\text{Na}^+$  o inhabilitado porque las raíces no pueden penetrar el subsuelo (Hillel, 2004). Cuando las tierras se convierten en tierras sódicas, se puede formar un círculo vicioso cuando estas son humedecidas, se vuelven pegajosas, y cuando se secan forman una capa costrosa que es casi impermeable. Esto conlleva a que se pierda más agua debido a la evaporación o la escorrentía y las sales se continúan acumulando en la capa superior del suelo empeorando aún más la salinidad y la sodicidad. Este fenómeno afecta la habilidad de las plantas para tomar agua y facilitar los procesos bioquímicos necesarios como la fotosíntesis y el crecimiento de la planta (Vance, King, & Ganjegunte, 2004).

La sodicidad suele ser expresada en términos de la relación de absorción de sodio (SAR), por sus siglas en inglés. Es un cálculo realizado para conocer la idoneidad de una fuente de agua que será usada para el riego. La ecuación es:

$$SAR = \frac{[Na^+]}{\sqrt{\frac{[Ca^{+2}] + [Mg^{+2}]}{2}}}$$

La concentración de sodio ( $\text{Na}^+$ ), calcio ( $\text{Ca}^{+2}$ ) y magnesio ( $\text{Mg}^{+2}$ ) están en miliequivalentes por litro. Cuando las aguas de producción tienen valores de SAR por encima de tres, se tiene que tener un control mayor de la acumulación de sales. Las aguas con altos contenidos de SAR se pueden llegar a usar, siempre y cuando se use suficiente agua para lavar las sales bajo las zonas de raíces de los cultivos (Guerra, Dahm, & Dunderdorf, 2011).

## **5.2. Toxicidad**

Adicionalmente de los peligros que representan la salinidad y sodicidad; algunos cultivos pueden ser sensibles a la toxicidad debido a la presencia de elementos químicos específicos en las aguas de riego; por ejemplo, el boro, que es potencialmente tóxico para las plantas. La concentración actual para que un elemento presente en el agua pueda causar síntomas de toxicidad varía dependiendo del cultivo (Zaman, Shahid, & Heng, 2018).

Cuando un elemento es adicionado a la tierra por medio del riego se puede ir acumulando en la misma hasta que alcanza niveles tóxicos. Algunos elementos presentes en el agua pueden ser inmediatamente tóxicos para los cultivos, otros pueden requerir un número de años de acumulación antes de alcanzar dichos niveles (Zaman, Shahid, & Heng, 2018).

### **5.2.1. Toxicidad por sodio**

Se presenta como quemaduras en las hojas, hojas marchitas y tejidos muertos a lo largo de las hojas. En los cultivos arbóreos, una concentración de sodio mayor al 0.25-0.5%, en el tejido de las hojas se considera como un nivel tóxico de sodio (Zaman, Shahid, & Heng, 2018).

El porcentaje de sodio intercambiable (ESP) que poseen los cultivos y las plantas se puede dividir en tres niveles de tolerancia: sensible ( $\text{ESP} < 15$ ), semi-tolerante ( $\text{ESP} 15\text{--}40$ ) y tolerante ( $\text{ESP} > 40$ ). Entre las plantas/cultivos que se consideran sensibles podemos encontrar a los frijoles, maíz, guisantes, naranja, melocotón, lentejas y caupí. Las semitolerantes incluyen zanahoria, trébol, lechuga, bersín, avena, cebolla, rábano, centeno, sorgo, espinaca, tomate y las plantas tolerantes incluyen alfalfa, cebada, remolacha, pasta Rhoades y Karnal (Zaman, Shahid, & Heng, 2018).

### 5.2.2. Toxicidad por boro

EL boro es esencial para el crecimiento normal de todas las plantas. Sin embargo, la cantidad que requieren es baja. Si exceden cierta cantidad de tolerancia, dependiendo del cultivo, puede causar lesiones. el rango entre la deficiencia y toxicidad por boro es pequeño. De acuerdo con esto, para mantener un adecuado suministro de boro para las plantas, al menos un 0.02 ppm de boro debe estar presente en las aguas de riego. Por otra parte, para evitar la toxicidad, los niveles de boro en las aguas de riego deben estar idealmente por debajo de los 0.3 ppm (Zaman, Shahid, & Heng, 2018). Sin embargo, estos valores pueden variar ampliamente dependiendo del cultivo que va a ser regado. En la Tabla 9 se puede observar la tolerancia al boro de algunos cultivos.

**Tabla 9.**

*Tolerancia al boro (mg/L) para cultivos*

<b>Nivel de tolerancia</b>	<b>Rango de concentración por Boro</b>	<b>Cultivos</b>
Muy sensible	<0.5 mg/L	Limón, Mora
Sensible	0.5-0.75 mg/L	Aguacate, toronja, naranja, albaricoque, durazno, cereza, ciruela, caqui, higo, uva, nuez, pacana, caupí, cebolla
Sensible	0.75-1.0 mg/L	Ajo, batata, cebada de trigo, girasol, frijol mungo, sésamo, altramuces, fresa, topinambur, frijoles, frijol de lima, maní
Sensible	1.0-2.0 mg/L	Pimiento rojo, guisante, zanahoria, rábano, patata, pepino
Moderadamente tolerante	2.0-4.0 mg/L	Lechuga, repollo, apio, nabo, bluegrass de Kentucky, avena, maíz, alcachofa, tabaco, mostaza, trébol, calabaza, melón
Tolerante	4.0-6.0 mg/L	Sorgo, tomate, alfalfa, arveja morada, perejil, remolacha roja, remolacha de azúcar
Muy tolerante	6.0-15.0 mg/L	Algodón, espárragos

*Nota:* Exposición de los diferentes niveles de tolerancia al boro que tienen diferentes cultivos. Tomado de Guerra, K., Dahm, K., & Dunderf, S. (2011). Oil and Gas Produced Water Management and Beneficial Use in the Western United States

### 5.2.3. Toxicidad por cloruros

La toxicidad de cultivos más común se da por la presencia de los cloruros en las aguas de riego. El anión cloruro ( $\text{Cl}^-$ ) se encuentra en todas las aguas, ya que son altamente solubles y se lixivian fácilmente a las aguas de drenaje. Los cloruros son necesarios para el crecimiento de las plantas. Sin embargo, en altas concentraciones puede llegar a detener el crecimiento de la planta y puede llegar a ser bastante tóxico para algunas especies de plantas (Zaman, Shahid, & Heng, 2018). En la Tabla 10 se muestran los niveles de  $\text{Cl}^-$  en las aguas de riego y que pueden llegar a afectar los cultivos.

**Tabla 10.**

*Niveles de concentración de cloruros  $\text{Cl}^-$  presentes en las aguas de riego y su efecto en los cultivos.*

Concentración de $\text{Cl}^-$		Efecto en los cultivos
meq $\text{l}^{-1}$	ppm	
<2	<70	Generalmente sano para todas las plantas
2-4	70-140	Las plantas sensibles usualmente presentan de ligeras a moderadas lesiones
4-10	141-350	Las plantas moderadamente tolerantes usualmente muestran ligeras lesiones sustanciales
>10	>350	Puede causar problemas severos

**Nota:** Descripción de los diferentes niveles de  $\text{Cl}^-$  presentes en las aguas de riego y sus posibles afectaciones a los cultivos. Tomado de Zaman, Mohammad; Shahid, Shabbir A.; Heng, Lee. (2018). Guideline for Salinity Assessment, Mitigation and Adaptation Using Nuclear and Related Techniques



## 6. CONCLUSIONES

Se logró identificar las principales tecnologías disponibles en el mercado para el tratamiento de las aguas de producción de hidrocarburos. Demostrando que estas están conformadas en su mayoría por procesos físicos, como los separadores e hidrociclones; y deberán ser complementados con algunos procesos químicos y biológicos

A partir del análisis anterior se lograron caracterizar las aguas de producción de hidrocarburos. Concluyendo que hay una alta variación de constituyentes entre sí que dependerá directamente del yacimiento del cual serán explotadas. Sin embargo, la mayoría de estas aguas tienen una serie de componentes en común como son los sólidos disueltos totales, iones inorgánicos, constituyentes orgánicos, metales, hidrocarburos provenientes del petróleo y materiales radioactivos naturales. Por consiguiente, es de vital importancia realizar una adecuada caracterización para poder determinar cuáles son los tratamientos más adecuados para la disposición final que se les dará a las aguas de producción (reinyección, reúso o descarga al ambiente).

Se concluyó que existen tres parámetros críticos que deben cumplir las aguas de producción de hidrocarburos para ser empleadas en sistemas de riego de cultivos. Estos son la salinidad, sodicidad y la toxicidad por constituyentes específicos; siendo los dos primeros los más importantes teniendo en cuenta que las aguas de producción de hidrocarburos tienen una concentración de sales disueltas bastante altas que las asemejan a una salmuera saturada. Por consiguiente, el tratamiento al que serán sometidas las aguas de producción debe tener un enfoque adecuado para eliminar satisfactoriamente estos constituyentes y minimizar el impacto negativo en los cultivos.

A modo de cierre, es importante mencionar que las aguas de producción de hidrocarburos son el subproducto generado de mayor volumen en la industria del Oil&gas y que por mucho tiempo ha sido descargado al ambiente o reinyectado al subsuelo, generando una gran cantidad de impactos ambientales. Por ello, su implementación en el riego de cultivos representa una alternativa bastante prometedora en los años venideros, teniendo en cuenta el papel fundamental que podría tener a la

hora de combatir la escasez de agua mundial que se prevé para el futuro y que representa un altísimo riesgo para la seguridad alimentaria.

## BIBLIOGRAFÍA

- Abdel-Salam, O. E., Abou Taleb, E. M., & Afify, A. A. (2018). Electrochemical treatment of chemical oxygen demand in produced water using flow-by porous graphite electrode. *Water and Environment Journal*.
- 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*, págs. 222-239.
- Ali, S., Henry, L., Darlington, J., & Occapinti, J. (1999). *Novel Filtration Process Removes Dissolved Organics from Produced Water and Meets Federal Oil and Grease Guidelines*. Houston: 9th Produced Water Seminar.
- ALL. (2003). *Handbook on Coal Bed Methane Produced Water: Management and Beneficial Use Alternatives*. ALL Consulting for the Ground Water Protection Research Foundation, U.S. Department of Energy, and U.S. Bureau of Land.
- American Water Works Association, A. (2005). *Water Treatment Plant Design*. New York.
- Asociación de Empresas De Petróleo, Gas y Energía Renovable de América Latina y el Caribe - ARPEL-. (2000). *Guia para la disposición y tratamiento del agua producida*. Calgary: Alconsult international ltd.
- Ball, H. (1994). *Nitrogen Reduction in an On-Site Trickling Filter/Upflow Filter Wastewater Treatment System*. Seventh International Symposium on Individual and Small Community Sewage Systems.

- Barman Skaare, B., Wilkes, H., Veith, A., Rein, E., & Barth, T. (2007). ) Alteration of crude oils from the Troll area by biodegradation: analysis of oil and water samples. *Org Geochem*, 1865-1883.
- Borgund, A., & Barth, T. (1994). Generation of short-chain organic acids from crude oil by hydrous pyrolysis. *Org Geochem*, 943-952.
- Bureau of Reclamation. (2003). *Water Treatment Primer for Communities in Need*. Obtenido de [www.usbr.gov/pmts/water/media/pdfs/report068.pdf](http://www.usbr.gov/pmts/water/media/pdfs/report068.pdf)
- Burkhardt, A., Gawde, A., Cantrell, C. L., Baxter, H. L., Joyce, B. L., Stewart Jr., N., & Zheljzakov, V. D. (2015). Effects of Produced Water on Soil Characteristics, Plant Biomass, and Secondary Metabolites. *Journal of Environmental Quality*, págs. 1938-1947.
- Çakmakce, M., & Kayaalp, N. (2008). Desalination of produced water from oil production fields by membrane processes. *Desalination*, págs. 176-186.
- Casaday, A. (1993). *Advances in Flotation Unit Design for Produced Water Treatment*. Society of Petroleum Engineers SPE.
- Castellanos, J. E., & Quintero, A. F. (2019). *Desarrollo de una propuesta de sistema de tratamiento de aguas residuales generada en la empresa de produccion y gestion S.A.S.. Trabajo de grado* . Fundación Universidad de América.
- Ecopetrol. (2016). *Reporte integrado de gestión sostenible 2015*. Bogotá.
- Ecopetrol. (2017). *Reporte integrado de gestión sostenible 2016*. Bogotá.

- Fakhru'l-Razi, A., Pendashteh, A., & Abdullah, L. (30 de octubre de 2009). Review of technologies for oil and gas produced water treatment. *Journal of Hazardous Materials* , págs. 539-551.
- Fane, A. G. (1996). Membranes for water production and wastewater reuse. *Desalination*, págs. 1-9.
- Fillo, J., Koraido, S., & Evans, J. (1992). Sources, characteristics, and management of produced waters from natural gas production and storage operations. *Produced Water* 46, págs. 151-161.
- Glickman, A. (1998). *Produced Water Toxicity: Steps You Can Take to Ensure Permit Compliance*. Lafayette: presented at the API Produced Water Management Technical Forum and Exhibition.
- Guerra, K., Dahm, K., & Dunderf, S. (2011). *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.
- Hansen, B., & Davies, S. (1994). Review of potential technologies for the removal of dissolved components from produced water. *Chem Eng Res Des* .
- Hansen, B., & Davies, S. (1994). Review of potential technologies for the removal of dissolved components from produced water. *Chem. Eng. Res.*, págs. 176-188.
- Hedar, Y., & Budiyo. (2018). Pollution Impact and Alternative Treatment for Produced Water. *E3S Web Conf. volume 31, 2018 The 2nd International Conference on Energy, Environmental and Information System (ICENIS 2017)*.

- Hillel, D. (2004). Chapter 9: solute movement and soil salinity. *Introduction to Environmental Soil Physics. Elsevier Academic Press*, págs. 167-186.
- Igunnu, E., & Chen, G. (2012). Produced water treatment technologies. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, págs. 157-177.
- Jaripatke, O., & Dalrymple, D. (2010). Water-Control Management Technologies: A Review of Successful Chemical Technologies in the Last Two Decades. *Paper presented at the SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*.
- Johnsen, S., Røe Utvik, T., Garland, E., de Vals, B., & Campbell, J. (2004). Environmental fate and effects of contaminants in produced water. *Paper presented at the Seventh SPE international conference on health, safety, and environment in oil and gas exploration and production*.
- Lee, K., & Neff, J. (2011). *Produced Water Environmental Risks and Advances in Mitigation Technologies*. Springer.
- Ludzack, F. J., & Noran, D. K. (1965). *Tolerance of high salinities by conventional wastewater treatment processes*. Water Environment Federation.
- MacGowan, D., & Surdam, R. (1988). Difunctional carboxylic acid anions in oilfield waters. *Org Geochem*, 245-259.
- McBeth, I., & Reddy, K. J. (2003). Chemistry of trace elements in coalbed methane product water. *Water Research*, págs. 884-890.

- McFarlane, J., Bostick, D., & Luo, h. (2002). *Characterization and Modeling of Produced Water*. Colorado Springs: presented at the 2002 Ground Water Protection Council Produced Water Conference.
- Michel, J. (1990). Relationship of radium and radon with geological formations. In: Cothorn CR, Ribers PA (eds) Uranium in drinking water. *Lewis Publishers*, págs. 83-95.
- Millenium Ecosystem Assessment. (2018). *Ecosystems and Human Well-Being: Desertification Synthesis*. Obtenido de Available at:. World Resources Institute:  
<http://collections.unu.edu/view/UNU:2636>.
- Mondal, S., & Wickramasinghe, S. (2008). Produced water treatment by nanofiltration and reverse osmosis membranes. *Journal of Membrane Science*, págs. 162-170.
- Nasiri, M., & Jafari, I. (14 de abril de 2016). Produced Water from Oil-Gas Plants: A Short Review on Challenges and Opportunities. *Periodica Polytechnica Chemical Engineering*, págs. 73-81.
- Neff, J. (2002). Bioaccumulation in marine organisms. Effects of contaminants from oil well produced water. *Elsevier*, 452.
- Neff, J. (2002). Chapter 1: produced water. In: Neff, J. (Ed.), Bioaccumulation in Marine Organisms: Effect of Contaminants from Oil Well Produced Water. *Elsevier*, pág. 468.
- NETL. (s.f.). *Produced Water Management Technology Descriptions Fact Sheet*. Obtenido de <http://www.netl.doe.gov/technologies/pwmis/techdesc/>
- Oilfield Review . (2000). *Control del agua* .

- Ortega-Ramirez, A., Arcila, Y., & Vargas-Díaz, L. (2019). Revisión del diagnóstico de tratamiento de aguas de producción en campos. *Revista Ingeniería, Investigación y Desarrollo*, 61-75.
- Pillard, D., Tietge, J., & Evans, J. (1996). Estimating the acute toxicity of produced waters to marine organisms using predictive toxicity models. *Produced water* 2, 49-60.
- Prada, R. A. (2021). *Revisión de las tecnologías para tratamiento de aguas de producción petrolera para su aprovechamiento en el riego de cultivos. monografía esp. en gestión ambiental. fundación universidad de américa*. Bogotá: Fundación Universidad de América.
- Ramos, L., & Marín, A. (2018). Evaluación y experiencias en el control de conificación en pozos con alto corte de agua en yacimientos con empuje hidráulico. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 23-40.
- Ravanchi, M. T., Kaghazchi, T., & Kargari, A. (2009). Application of membrane separation processes in petrochemical industry: a review. *Desalination*, págs. 199-244.
- Rittenhouse, G., Fulton, R. B., Grabowski, R. J., & Bernard, J. (03 de 1969). Minor elements in oil-field waters. *Chemical Geology* , págs. 189-209.
- Roach, R., Carr, R., & Howard, C. (1993). *An assessment of produced water impacts at two sites in the Galveston Bay system*. Houston: Clear Lake Field Office unpublished report.
- Røe Utvik, T., Durell, G., & Johnsen, S. (1999). Determining produced water originating polycyclic aromatic hydrocarbons in North Sea waters: comparison of sampling techniques. *Mar Pollut Bull*, 997-989.



- Safriel, U., Adeel, Z., Niemeijer, D., Puigdefabregas, J., White, R., Lal, R., . . . McNab, D. (2005). Chapter 22: Dryland systems. En R. Hassan, R. Scholes, & N. Ash, *Ecosystems and Human Well-being: Current State and Trends. : Findings of the Condition and Trends Working Group* (págs. 623-662). Island Press.
- Sánchez, J. (Agosto de 2013). Tratamiento y disposición final del agua producida en yacimientos petroleros. *Tesis* . México D.F., Méxcio .
- Shaffer, D. L., Arias Chavez, L., Ben-Sasson, M., Romero-Vargas, S., Yin Yip, N., & Elimelech, M. (2013). Desalination and Reuse of High-Salinity Shale Gas Produced Water: Drivers, Technologies, and Future Directions. *Environ. Sci. Technol*, págs. 9569-9583.
- 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*, págs. 942-947.
- Spellman, F. (2003). *Handbook of water and wastewater treatment plant operations*. CRC press.
- Stephenson, M. (1992). A survey of produced water studies. En J. Ray, & F. Engelhardt, *Produced Water*. New York: Plenum Press.
- Terrens, G., & Tait, R. (1996). *Monitoring ocean concentrations of aromatic hydrocarbons from produced formation water discharges to Bass Strait, Australia*. Richardson: Society of Petroleum Engineers.
- Texas Cooperative Extension. (2003). . *Irrigation Water Quality Standards and Salinity Management Strategies*.

- U.S. Environmental Protection Agency, U. (1991). *Assessment of Single Stage Trickling Filter Nitrification*. Washington DC: EPA Office of Water.
- U.S. Geologic Survey , USGS. (1998). “*Estimated Use of Water in the United States in 1995*.” U.S. Geologic Survey Circular 1200.
- United Nations, UN. (2010). *2010–2020: United Nations (UN) Decade for Deserts and the Fight Against Desertification*. Obtenido de <http://www.un.org/en/events/>
- United Nations, UN. (2012). *Managing Water under uncertainty and risk. The United Nations (UN) World Water Development Report 4 Vol. 1*. Paris.
- United States Geological Survey . (2002). *Produced Waters Database*. U.S. Department of the Interior.
- Utvik, T. (2003). *Composition and Characteristics of Produced Water in the North Sea*. Aberdeen: Presented at the Produced Water Workshop.
- Vance, G., King, L., & Ganjgunte, G. (2004). Soil and plant responses from land application of saline-sodic waters: implications of management. *J. Environ. Qual.*, págs. 139-148.
- Veil, J. (2011). Produced water management options and technologies. En K. Lee, & J. Neff, *Produced Water: Environmental Risks and Advances in Mitigation Technologies* (págs. 537-571). Springer.
- Veil, J. (2011). *Produced Water Management Technology Descriptions*. Obtenido de <http://www.netl.doe.gov/technologies/pwmis/techdesc/physep/index.html>.

- Veil, J., Pruder, M., Elcock, D., & Redweik, R. J. (2004). *A White Paper Describing Produced Water from Production of Crude Oil, Natural Gas, and Coal Bed Methane*. Department of Energy.
- Veil, J., Puder, M., & Elcock, D. (2004). A White Paper Describing Produced Water from Production of Crude oil, Natural Gas, and Coal Bed Methane. *Argonne National Laboratory*.
- Villegas, L. A. (2017). *Evaluación de riegos en la operación de una planta de tratamiento de agua de producción para pozos inyectoros*. Universidad Nacional de Pirua .
- Zaman, M., Shahid, S. A., & Heng, L. (2018). *Guideline for Salinity Assessment, Mitigation and Adaptation Using Nuclear and Related Techniques*. Springer.
- Zhao, S., Huang, G., Cheng, G., Wang, Y., & Fu, H. (1 de July de 2014). Hardness, COD and turbidity removals from produced water by electrocoagulation pretreatment prior to Reverse Osmosis membranes. *Desalination*, págs. 454-462.

## **ANEXOS**

## **ANEXO 1.**

### **RECOMENDACIONES**

Se recomienda continuar promoviendo la investigación relacionada con el uso de aguas de producción de hidrocarburos en sistemas de riego, ya que es una práctica relativamente nueva y se necesita tener un conocimiento más amplio respecto a los beneficios y obstáculos que puede llegar a presentar.

Debido a que las aguas de producción de hidrocarburos presentan una alta variación de constituyentes es importante llevar a cabo una adecuada caracterización de las mismas y así seleccionar los procesos de tratamiento adecuados.

Para escoger los procesos de tratamiento más viables desde el punto de vista tecno-económico, se recomienda realizar un análisis jerárquico que involucre todos los factores a tener en cuenta en la operación.