

“Reúso del agua residual tratada en el área de producción en la industria de hidrocarburos como alternativa para el riego de especies agroforestales.”

Nolvis Nieves Arce

Trabajo de Grado para Optar al Título de Especialista en Química Ambiental

Director

Yaneth Quintero López

Magister en Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ciencias

Escuela de Química

Especialización en Química Ambiental

Bucaramanga

2022

Dedicatoria

Quiero dedicar este proyecto a Dios, por todas sus bendiciones, por abrir los caminos en mi vida y ser siempre el motor de mis metas y sueños.

A mis padres y mi esposo por ser mi inspiración, mi soporte en todo momento, mi apoyo incondicional en cada etapa de mi vida y ser quienes celebran mis triunfos en cada proyecto que emprendo, a ellos mil gracias por permitirme ver la presencia de Dios a través de ellos.

Agradecimientos

Principalmente quiero agradecer a Dios, por bendecirme todos los días de mi vida e iluminarme mi camino y darme la sabiduría necesaria.

A mi familia, por ser el pilar de mis sueños y su apoyo incondicional, en especial a mi esposo Pablo por confiar en mí, por ser la mano que me sostiene en las caídas, por siempre tener una palabra de amor y de aliento, además por los consejos y la paciencia.

A mi directora Yaneth Quintero y a los docentes de la Universidad Industrial de Santander por todas las enseñanzas y los conocimientos compartidos durante estos semestres para culminar con éxito este posgrado.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	11
1. Objetivos.....	14
1.1 Objetivo General.....	14
1.2 Objetivos Específicos.....	14
2. Marco Referencial.....	15
2.1 Sector petrolero en Colombia	15
2.2 Proceso de extracción de petróleo y salida de agua de producción.....	16
2.3 Agua de producción de Petróleo (AP)	19
2.3.1 Disposición final del agua.....	21
2.3.1.1 Descarga al medio ambiente (vertimiento).....	22
2.3.2 Calidad del agua de producción	23
2.3.3 Riesgos medioambientales asociados al mal manejo del agua en la industria petrolera.....	24
2.4 Beneficios del manejo del recurso hídrico.....	25
2.5 Antecedentes del reúso del agua.....	25
2.6 Normatividad para aguas de riego en Colombia.....	26
3. Metodología	30
3.1 Revisión bibliográfica de bases de datos virtuales	30
3.2 Descripción de la generación y características de las aguas residuales tratadas en la producción de la industria de hidrocarburos	30
3.3 Determinación de técnicas eficientes para darle cumplimiento al reúso del agua industrial tratada de la industria de hidrocarburo.....	31

3.4 Evaluación de la viabilidad y el uso de aguas industriales tratadas para el riego de especies agroforestales	31
4. Resultados	32
4.1 Descripción de la generación y características de las aguas residuales tratadas en la producción de la industria de hidrocarburos	32
4.2 Determinación de técnicas eficientes para darle cumplimiento al reúso del agua industrial tratada de la industria de hidrocarburo.....	39
4.2.1 Tratamientos físicos	41
4.2.2 Tratamientos químicos.....	44
4.2.3 Tratamientos con membranas bajo cambios de presión	47
4.2.4 Tratamientos biológicos.....	48
5. Conclusiones	53
6. Recomendaciones	55
Referencias Bibliográficas	56

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 <i>Concentración de sustancias en el agua producida</i>	20
Tabla 2 <i>Valores máximos permisibles para disposición de agua residual en riego.</i>	26
Tabla 3 <i>Criterios de calidad adicionales de aguas residuales para uso agrícola</i>	29
Tabla 4 <i>Principales componentes presentes en el AP</i>	33
Tabla 5 <i>Principales constituyentes disponibles en el AP de los campos petroleros con sus rangos de concentraciones</i>	36
Tabla 6 <i>Tecnologías para la remoción de grasas y aceites con base en el tamaño de partícula</i>	42
Tabla 7 <i>Tecnologías para la remoción de COD</i>	45
Tabla 8 <i>Tecnologías con membranas para el tratamiento de agua</i>	47

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 <i>Producción promedio de crudo del 2015 al 2020</i>	15
Figura 2 <i>Sistemas de producción en la recuperación primaria</i>	16
Figura 3 <i>Procesos de producción secundaria y terciaria</i>	18
Figura 4 <i>Producción de Petróleo y AP en Colombia periodo 2013-2018</i>	19
Figura 5 <i>Distribución del volumen de aguas residuales por destino en Colombia</i>	21

Glosario

Agua de producción (AP): también llamada agua de formación alude a aquella obtenida junto con el petróleo y el gas en la fase de extracción de hidrocarburos.

Aguas residuales: son las aguas utilizadas o servidas, de origen doméstico o no doméstico.

Árbol de Navidad: conjunto de válvulas sobre la boca del pozo que sirve para controlar la extracción del petróleo.

Barril: unidad de medida de volumen del petróleo, equivalente a 42 galones.

Crudo: el petróleo en su estado natural.

Campo o pozo maduro: es aquel que, una vez que se ha alcanzado su máxima producción, por más se incrementen los pozos de extracción, ya no se logra incrementar la producción.

Disposal: disponer el agua mediante la inyección en acuíferos inferiores o superiores al yacimiento productor, para reducir disposición superficial de aguas.

Formación: nombre geológico que se da al conjunto de capas de rocas sedimentarias.

Hidrocarburo: compuestos de hidrógeno y carbono como el petróleo y el gas natural.

Petróleo: líquido natural, inflamable y de color generalmente negro. La palabra viene del latín *petroleum*, y ésta de *petra* (piedra) y *óleum* (aceite).

Pozo: hueco profundo que se abre para buscar y producir petróleo.

Reúso: Es el uso de las Aguas Residuales por parte de un Usuario Receptor, para un uso distinto al que las generó.

Vertimiento: descarga final a un cuerpo de agua, a un alcantarillado o al suelo, de elementos, sustancias o compuestos contenidos en un medio líquido.

Yacimiento: sitio donde se encuentra el petróleo.

Resumen

Título: “Reúso del agua residual tratada en el área de producción en la industria de hidrocarburos como alternativa para el riego de especies agroforestales.”**

Autor: Nolvis Nieves Arce**

Palabras Clave: hidrocarburo, agua de producción, riego, sistema agrícola.

Descripción:

Como consecuencia de la explotación de petróleo y gas, el mayor efluente extraído del subsuelo es el agua de producción (AP), debido a esto surge uno de los principales residuos generados con mayor volumen como lo es el agua de producción, una parte es reinyectada o se vierte, y solo una mínima cantidad es tratada para ser reutilizada en la industria o agricultura. Implicando un desafío a nivel operacional y ambiental, en donde se busca crear nuevas alternativas y estrategias para mitigar los crecientes problemas de déficit hídrico y lograr una disposición final, siendo el reúso del agua una manera sostenible y amigable con el medio ambiente. Es por eso que el reúso es la iniciativa más responsable para alargar la vida del recurso y reducir los vertimientos. Por otra parte, entre los parámetros que deberían cumplir según la normatividad para riego entre los más relevantes y los que pueden tener alguna afectación sobre el suelo y el cultivo son: la alcalinidad, la salinidad, la sodicidad, el pH y algunos iones específicos. Es porque la utilización de tecnologías como ósmosis inversa, procesos de oxidación, electrodiálisis, adsorción con carbón activado y procesos de biorremediación son importantes para conseguir un efluente de calidad que pueda disponerse para riego.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ciencias. Escuela de Química. Especialización en química ambiental. Director: Yaneth Quintero López. Msc. en Química

Abstract

Title: “Reuse of residual water treated in the production area in the hydrocarbon industry as an alternative for irrigation of agroforestry species.”*

Author(s): Nolvis Nieves Arce ††

Key Words: hydrocarbons, production waters, irrigation, agricultural system.

Description:

As a consequence of the exploitation of oil and gas, the largest effluent extracted from the subsoil is the production water (AP), Due to this, one of the main waste generated with the greatest volume arises, such as production water, a part is reinjected or discharged, and only a minimum amount is treated to be reused in industry or agriculture. Implying a challenge at the operational and environmental level, where it is sought to create new alternatives and strategies to mitigate the growing problems of water deficit and achieve a final disposal, the reuse of water being a sustainable and environmentally friendly way. That is why reuse is the most responsible initiative to extend the life of the resource and reduce discharges. On the other hand, among the parameters that should be met according to the regulations for irrigation, among the most relevant and those that may have some impact on the soil and the crop are: alkalinity, salinity, sodicity, pH and some specific ions. This is because the use of technologies such as reverse osmosis, oxidation processes, electrodialysis, adsorption with activated carbon and bioremediation processes are important to achieve a quality effluent that can be used for irrigation.

* Degree Work

†† Facultad de Ciencias. Escuela de Química. Especialización en química ambiental. Director: Yaneth Quintero López. Msc. en Química

Introducción

El agua es un recurso esencial para todas las formas de vida, para el bienestar social y el desarrollo económico. Siendo en la industria de hidrocarburos una de las actividades que requiere grandes volúmenes de agua en sus procesos de producción, generando gran preocupación en la disposición final de dichos volúmenes. En Colombia, la regulación de esta actividad ha sido escasa, no obstante, existe la resolución 1207 del 2014 que evalúa el reúso y disposición de aguas residuales tratadas para uso agrícola que fue derogada por la 1256 del 2021.

Dicho de otro modo, en el año 2016 en Colombia el sector de hidrocarburos gastó aproximadamente 56.23 millones de m³ de agua, alrededor de 0.154 millones m³ d-1 (Ecopetrol, 2016). Según cifras del IDEAM en el 2013 la industria de hidrocarburos consumió 1.6% del agua disponible en el país, aproximadamente 581 Mm³/año (IDEAM, 2019). Para el 2015, la relación agua y petróleo (RAP) fue de 12,45 barriles de agua por barril de crudo (Ecopetrol, 2015). Se estima que para el 2024 en Colombia el uso del agua en hidrocarburos, podrá superar el millón de metros cúbicos anuales (IDEAM, 2019); siendo el reto a futuro extraer menos y recuperar más agua, pensando en el vertimiento como la última alternativa. Así mismo, el agua en la industria del petróleo se usa y/o se genera en las diferentes fases del proceso (exploración, producción, transporte y refinación), siendo más alto el consumo en la producción con 91,72% del total (Ecopetrol, 2016). En esta fase se encuentran los vertimientos industriales, vertimientos domésticos, aguas de producción, reinyección, inyección y vertimientos a cuerpo de agua (IDEAM, 2015).

Adicionalmente, la industria de hidrocarburos es uno de los sectores a nivel mundial que trabaja con mayor volumen de agua. Según datos de CCAJAR en el 2016, en Colombia el agua de

producción fue llevada para disposición un volumen aproximado de 120,03 millones de m³ para *disposal* y para recuperación secundaria (reinyección) un volumen equivalente a 50,94 millones de m³, obteniéndose un porcentaje total de 58,2% para disposición subterránea. Aunque la técnica de reinyección es una forma de aprovechar el agua residual proveniente de la producción de petróleo, no está regulada por la normatividad colombiana, lo cual indica que no está claro el efecto que pueda generar en el suelo y subsuelo (CCAJAR, 2016). Por otra parte, el volumen dispuesto para vertimientos es 40,2% (Ecopetrol, 2016). Es preciso insistir que estos volúmenes se requieren manejar de una forma eficiente que permita contemplar la rentabilidad de los proyectos y los requerimientos ambientales.

Por otra parte, la demanda de agua ha aumentado en el sector agrícola para la producción de alimentos (Mazari *et al.*, 2008), la mayor parte es empleada en el riego, sin embargo, el requerimiento de agua natural es superior a su disponibilidad, por eso se recurre al uso de aguas residuales tratadas y no tratadas (Huibers *et al.*, 2005). Este reúso es un método que se emplea mucho en países donde la potabilización es muy escasa y buscan el ahorro del recurso.

Ahora bien, debido a la alta cantidad de agua producida, la alternativa más viable es el reúso de estas aguas, después de un tratamiento adecuado, podría ser utilizada para el riego de cultivos destinados a la producción de dendroenergía, y así se lograría darle un valor adicional, ya que se reducirían los vertimientos a la naturaleza y se daría un paso a la economía circular.

También, el reúso de aguas residuales tratadas es una alternativa importante, para que en los sitios donde hay escasez del recurso, se puedan afrontar los periodos de sequía, ya que a medida que la población crece, se incrementa la demanda de agua. Siendo esta una herramienta que busca controlar el deterioro de las fuentes hídricas, por el impacto acumulativo que conlleva los vertimientos de aguas residuales.

Por tal razón, se plantea como solucionar los problemas de agua para el sector industrial y agrícola, en donde el actual desafío es lograr un manejo sustentable del recurso hídrico que nos lleve a proponer escenarios en miras de un mejor futuro, donde se diseñe un manejo adecuado del agua como recurso esencial para la vida, teniendo en cuenta que es un recurso que ha aumentado su demanda tanto para actividades económicas como para la población.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Establecer el estado del arte del reúso de agua residual industrial tratada generada en la industria de hidrocarburos, como una alternativa para el riego de especies agroforestales.

1.2 Objetivos Específicos

Describir la generación y características de las aguas residuales del área de producción en la industria de hidrocarburos.

Determinar técnicas eficientes para darle cumplimiento al reúso del agua industrial tratada en la industria de hidrocarburo.

Evaluar la viabilidad y el efecto del uso de aguas industriales tratadas en el suelo sembrado con especies agroforestales.

2. Marco Referencial

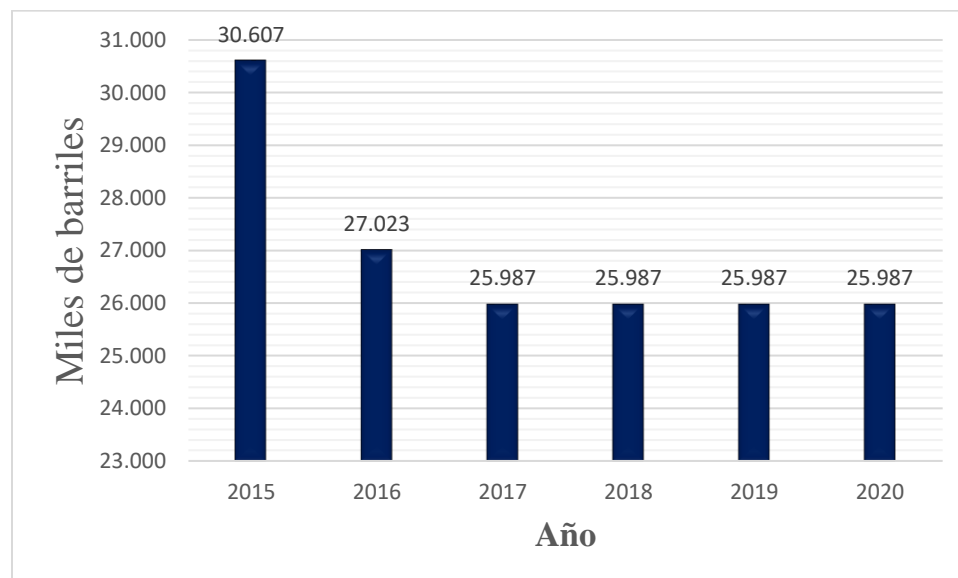
Para el desarrollo de la monografía, se requiere conocer el sector de hidrocarburo con el objetivo de divisar el impacto que puede generar un estudio de sostenibilidad del agua de producción.

2.1 Sector petrolero en Colombia

La industria de hidrocarburos, representa el 27% del promedio de ingresos en el país (Peñaloza, 2017), después de Venezuela, Brasil y México, los cuales ocupan los 3 primeros puestos respectivamente. Colombia ocupa el cuarto puesto de productor de petróleo en Iberoamérica, aunque en términos de exportación, lleva el primer lugar a nivel de Sudamérica (The World Factbook, 2018).

Figura 1

Producción promedio de crudo del 2015 al 2020



Nota. Producción de crudo por miles de barriles por años. Tomado de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH (2020)

Como se observa en la Gráfico 1, en el año 2015, ha sido uno de los años con mayor producción petrolera en Colombia con valores de 30.607 Barriles por año. Sin embargo, para el año 2016 hasta el 2020 este porcentaje disminuyó dando una tendencia a la baja.

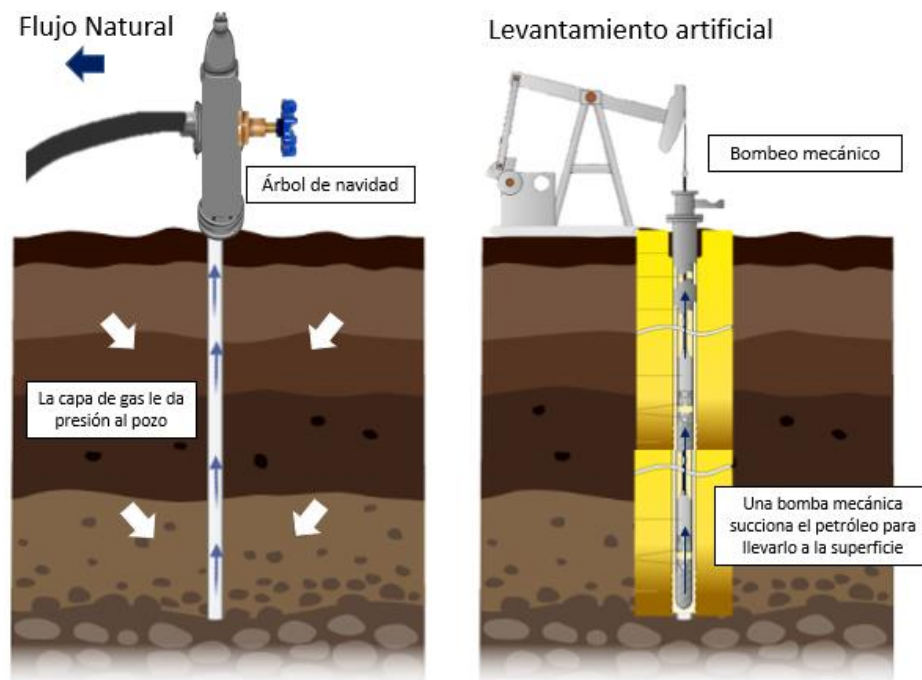
2.2 Proceso de extracción de petróleo y salida de agua de producción

El crudo es extraído mediante la perforación de pozos en la tierra. El consumo de agua en estos procesos de producción convencionales y no convencionales se ha convertido en un factor cada vez más importante. El proceso de extracción de crudo se desarrolla en diferentes fases o etapas definidas a continuación:

Para poder producir un pozo es necesario perforar una tubería y el petróleo fluye por esos orificios dependiendo de la presión del pozo se utilizan mecanismos para su extracción (Figura 1).

Figura 2

Sistemas de producción en la recuperación primaria



Nota. Esquema de representación del flujo natural, si el yacimiento tiene energía propia, generada por la presión subterránea y por los elementos que acompañan al petróleo éste saldrá por sí solo. Segundo esquema, si la presión del pozo es baja, se emplean otros métodos de extracción. El más común ha sido el “balancín” o “machín”, para regular el paso del petróleo. Tomado de Ecopetrol, 2014.

Una vez el petróleo llega al fondo, éste continúa su recorrido de forma ascendente por la tubería de perforación hasta la superficie, para ser recolectado por las líneas de flujo, desde el cabezal hasta la estación de flujo de los pozos que contiene petróleo, agua y gas, donde posteriormente es separado el gas por un separador o scrubber; el agua y el petróleo se bombean a la planta de tratamiento. Finalmente, el crudo pasa un tanque de almacenamiento y es separado del agua, la cual es drenada a un pozo de evaporación (Chuzón More, 2020).

Adicionalmente, también se considera que puede utilizarse más de una fuente de energía para separar o trasladar el fluido a la superficie para su recobro (Rivera, 2015). En esta segunda parte operativa el fluido de inyección puede ser agua o gas y su finalidad es mantener la presión del yacimiento y trasladar el hidrocarburo hacia el pozo (Oilfield, 2016).

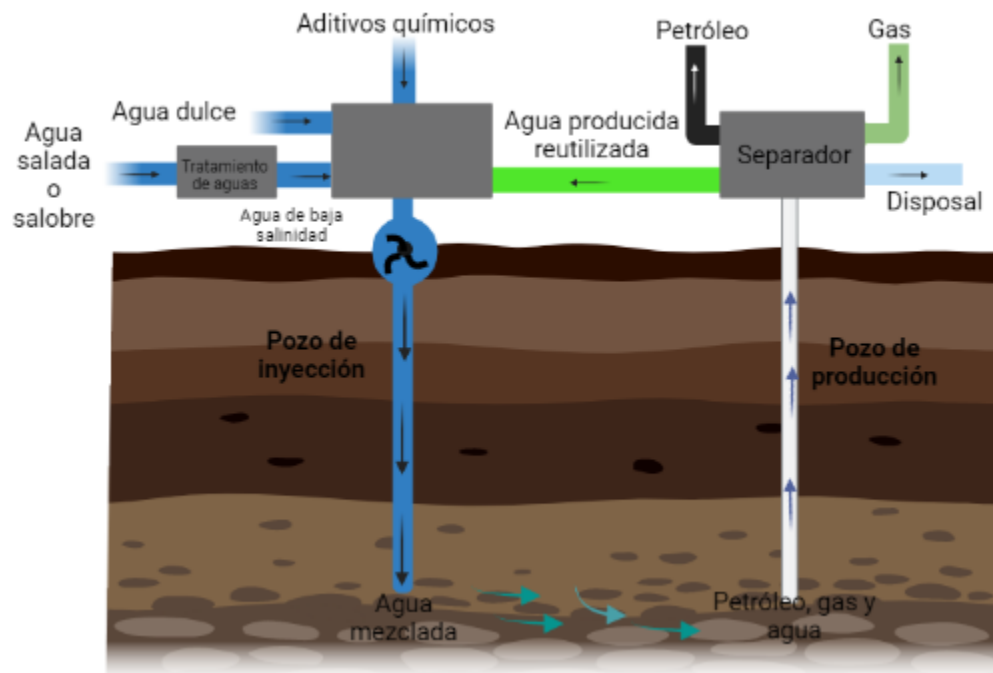
Según Hernández en el 2002, la inyección del agua es el método de recobro mejorado más eficiente, porque permite recuperar gran cantidad de hidrocarburo que ha quedado sin extraer (Hernández, 2002). Por otra parte, Naranjo en el 2010 dice que la inyección del agua se encuentra influenciado por parámetros del yacimiento como porosidad, grado de estratificación y profundidad. Aunque existen parámetros en la operación que se ve influenciado el proceso como la calidad del agua, la presión, la tasa de inyección y esparcimiento de los pozos (Naranjo, 2010).

Así mismo, al pasar los años la producción a partir de la recuperación primaria disminuye se vuelve la recuperación secundaria la mejor tecnología para la recuperación. Esta técnica se

fundamenta en perforar pozos de inyección y se introduce agua al yacimiento, ocasionando algo conocido como “inundación de agua”, que aumenta la presión y desplaza el hidrocarburo a los pozos productores, esto hace que se arrastre el crudo que no puede salir. Siendo este el método de recobro más utilizado en Colombia (Ecopetrol, 2014)

Figura 3

Procesos de producción secundaria y terciaria



Nota. El petróleo, el gas y el agua llegan a la superficie a través de la producción del pozo y entra al separador. El petróleo y el gas se exporta, y el AP es bombeada para su tratamiento, o se dirige a la unidad de inyección para la combinación con agua dulce o salobre. Los gases también pueden combinarse para facilitar la recuperación del petróleo. Tomado de Willams *et al.*, 2013.

Además, el petróleo que se extrae en la superficie es recolectado en unos tanques de almacenamiento donde se separa el agua y el gas (Figura 2). Adicionalmente, esta agua es reutilizada en el proceso de inyección cumpliendo con la normatividad ambiental (Ecopetrol, 2014).

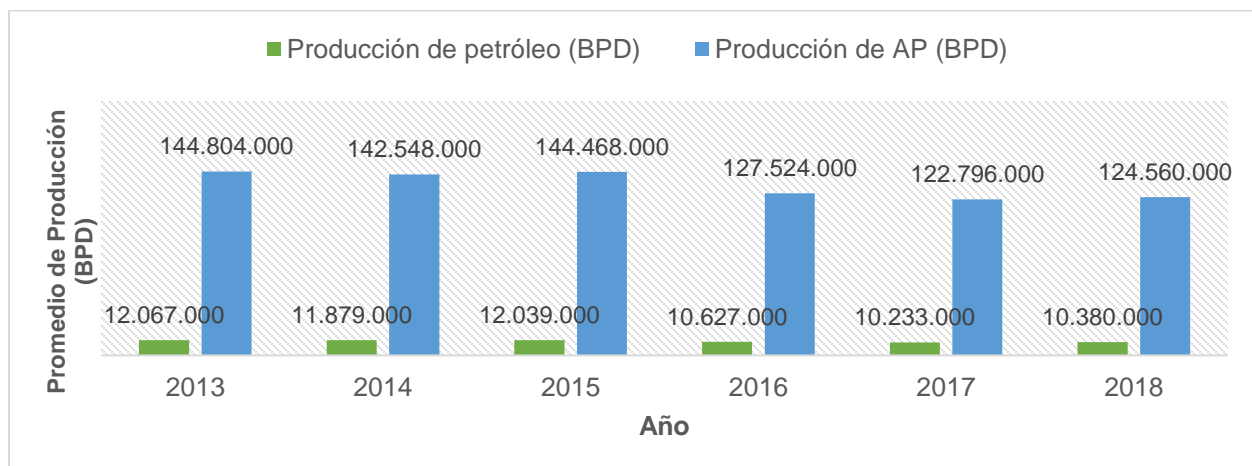
Por otro lado, existe una recuperación terciaria que consiste en la combustión en sitio como la inyección de químicos o gases como el dióxido de carbono (CO₂). Esta recuperación se realiza de diferentes formas una de estas es la inyección de vapor para calentar y disminuir la viscosidad del crudo, con el fin de hacerlo más líquido y esto ayude a desplazar el crudo hacia el pozo productor. También, se puede realizar la recuperación con aditivos químicos por desplazamiento miscible (Inyección de polímeros, surfactantes, soluciones alcalinas, aditivos químicos combinados (Ecopetrol, 2014).

2.3 Agua de producción de Petróleo (AP)

También llamada agua de formación, se denomina al agua reportada en la superficie resultada de la producción de pozos de hidrocarburos, que está presente en la zona de interés como el agua que queda atrapada en los poros, un acuífero activo cerca o un proyecto de inyección de agua (Ebratth S, 2011). En la gráfica 2, se observa el volumen anual de AP de 2013 a 2018, calculado a partir de la producción anual de crudo y observando una relación agua-petróleo de 12:1 (Mesa *et al.*,2018).

Figura 4

Producción de Petróleo y AP en Colombia periodo 2013-2018



Nota: Datos basados de la Asociación Colombiana del Petróleo, 2018. 1 BPD = 0,159 m³ d-1

El agua producida representa la mayor fuente de aguas residuales de la extracción de hidrocarburo, debido a que su volumen puede alcanzar el volumen de crudo producido en un campo (Subramani *et al*, 2011). Los parámetros fisicoquímicos del AP cambian según el campo de explotación, el tiempo del pozo y si el caso, el agua que es inyectada. (Lyons, 2014). Según la formación geológica en que se encuentre depositada, conforme la siguiente clasificación (Subramani *et al*, 2011):

Tabla 1

Concentración de sustancias en el agua producida

Grado	Cantidad
Salmuera	Solidos disueltos totales mayor a 3.5×10^4 mg/L.
Muy salina	Solidos disueltos totales entre 1.0×10^4 y 3.5×10^4 mg/L.
Moderadamente Salino	Solidos disueltos totales entre 3000 y 1.0×10^4 mg/L.
Ligeramente salino	Solidos disueltos totales entre 1000 y 3000 mg/L.
Agua dulce	Solidos disueltos totales menores a 1000 mg/L.

Nota: Descripción del grado según la cantidad de solidos disueltos presentes. Tomado de Subramani *et al*, 2011

Adicionalmente, las AP pueden causar efectos o daños ambientales si son descargadas directamente al medio, debido a la gran variedad de constituyentes químicos presentes y a la concentración de estos. Entre los impactos más destacados se pueden encontrar (Igwe *et al*, 2013):

- Alteración fisiológica y comportamental de ecosistemas acuáticos
- Biomagnificación y bioacumulación.
- Deterioro del medio ambiente ocasionando daño en la cobertura vegetal.
- Reducción del oxígeno disuelto en el agua

- Contaminación microbiológica

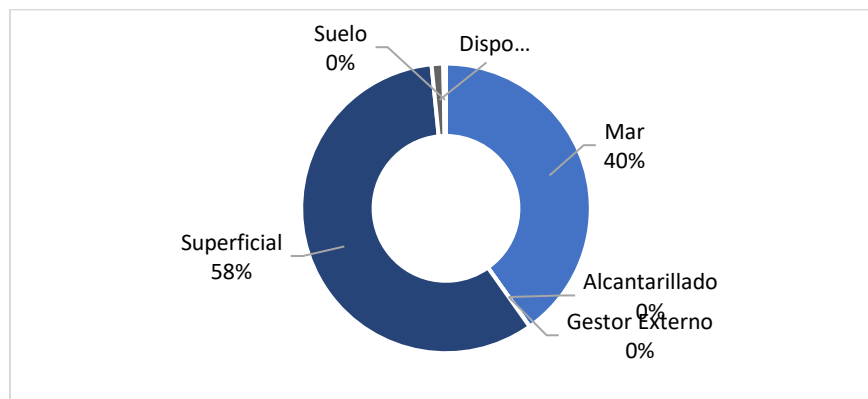
2.3.1 Disposición final del agua

Cuando se inicia la extracción de petróleo mediante pozos productores, al agua de formación o agua de producción empieza a salir con el petróleo hacia la superficie, esta agua que se encontraba en condiciones de yacimientos se convierte en sobresaturada a lo largo de la tubería de producción. Hoy por hoy la industria de hidrocarburos en la fase extracción origina una gran cantidad de agua, alrededor de más de 300 millones de barriles de agua son reportados diariamente en el mundo (García *et al.*, 2017).

Existen diferentes técnicas que se usan como disposición final de AP, entre ellas la inyección del agua, vertimientos, asignación a otras industrial e incluso agricultura en algunos casos (Mesa *et al.*, 2018). Según datos de Ecopetrol, el mayor porcentaje de volumen de AP por la industria de Hidrocarburos en Colombia fue destinada a disposición subterránea conocido como *disposal* con un 58% y para vertimientos superficiales con un 40%. En el 2016, el volumen de agua destinada para reinyección fue de 50,94 millones de m³ y con mayor cantidad para *disposal* con 120.03 millones de m³ (Ecopetrol, 2016).

Figura 5

Distribución del volumen de aguas residuales por destino en Colombia



Nota. Porcentaje de la distribución de la disposición del AP. Tomado de Ecopetrol, 2016.

Adicionalmente, en ese mismo año 86,17 millones de m³ de agua se vertieron a cuerpos de agua superficiales, alcantarillado y suelo (Ecopetrol, 2016). Siendo esto una de las principales preocupaciones por la contaminación a las fuentes hídricas.

Otro destino del agua de producción, es el *disposal* y la reinyección, mediante pozos perforados para la extracción de hidrocarburo, sin embargo, se debe garantizar la integridad de los pozos, conocer con certeza la ubicación final del agua y limitar fugas o desvíos de la zona donde se va inyectar (Alconsult International, 2005).

La principal función de un pozo *disposal* es ser el canal para verter el agua en el acuífero confinado y asegurar que el volumen inyectado no haga contacto con otras zonas de interés, como los acuíferos somera o la formación productora (Niño, 2017). Por otro lado, el proceso de reinyección tiene como objetivo principal conservar la presión en las formaciones productoras para ayudar a la recuperación del crudo por medio del acuífero o de un barrido con inundación de agua, ocasionando un menor impacto en el medio ambiente (Marquenie *et al.*, 1991).

2.3.1.1 Descarga al medio ambiente (vertimiento). Según el decreto 39330 lo define como la “Descarga final a cuerpo de agua, a un alcantarillado o al suelo, de elementos, sustancias o compuestos contenidos en un medio liquido” (Decreto 3930, Presidencia de Republica de Colombia, 2010). En el año 2020 en Colombia se vertieron a cuerpos de agua superficiales, suelo y alcantarillado 86.17 millones de m³ de agua (Ecopetrol, 2016). Es por eso que una de las mayores preocupaciones de los vertimientos es la contaminación del sistema hídrico que esto pueda ocasionar (Mesa *et al.*, 2016).

2.3.1.2 Disposal y reinyección. En este método, el agua producida se le da un manejo en el subsuelo. El *disposal* y la reinyección se hace por medio de los pozos perforados para la extracción de crudo; aunque, el *disposal* se hace en formaciones subterráneas profundas diferentes

y aisladas de las formaciones productoras (Alconsult International, 2005), a diferencia de la reinyección que se hace por medio de formaciones unidas hidráulicamente a la formación productora para que ayude a darle soporte de presión, con el fin de que se puedan seguir produciendo fluidos de interés (Mesa *et al.*, 2016).

2.3.1.3 Evaporación. El agua de formación es colocada en fosas para cambiar su estado líquido a gaseoso, para volverla al ambiente, mediante el aumento de la temperatura, pero las sales y sólidos disueltos permanecen en la fosa de evaporación (Ecopetrol, 2014).

2.3.1.4 Reutilización en las Operaciones de la Industria Petrolera. Debido al gran volumen de agua producida por la industria de hidrocarburo, existe una parte que se usa en diferentes actividades en el proceso como la reutilización en la refinación y petroquímica, mantenimiento de pozos, generación de energía, sistemas contraincendios, almacenamiento, preparación de lodos de perforación, refrigeración de equipos y en la agroindustria para riego, entre otras. En Colombia en el año 2016 en la industria del hidrocarburo, se usó para la agroindustria un 0,04% de AP y un 0,29% para otros usos (Ecopetrol, 2016).

2.3.2 Calidad del agua de producción

Los parámetros fisicoquímicos del agua de producción (AP) varían según el campo de explotación (Lyons, 2014), y éstas determinan el costo y el pretratamiento final (Ishak, 2012), el primer paso indispensable para tratar el AP es la desalinización, que consiste en reducir la carga iónica, mediante evaporación y cristalización, para lograr precipitar las sales (Scanlon *et al.*, 2020).

Así mismo los metales son tratados con técnicas como coagulación, adsorción, filtración de membrana, intercambio iónico, fotocatalisis, etc. (Houcine, 2002), aunque la biosorción se ha visto que puede ser eficaz y económica (Carolin *et al.*, 2017).

Usualmente estas aguas contienen compuestos orgánicos e inorgánicos, principalmente hidrocarburos oleosos, iones como sodio, calcio, potasio, magnesio, cloruro y algunos metales pesados (Hg, Ni, Pb, Se, V, Zn, Cr, Cu, Fe, As, B, Ba, Cd Co). Dependiendo de las características fisicoquímicas se determina el costo y los tipos de tratamientos para eliminar restos de hidrocarburos, sólidos en suspensión, metales pesados y compuestos orgánicos del AP (Ishak, 2012)

2.3.3 Riesgos medioambientales asociados al mal manejo del agua en la industria petrolera

La industria petrolera es uno de los sectores que utiliza mayores volúmenes de aguas. En el año 2013 la industria de hidrocarburos en Colombia utilizó el 1,6 % del agua disponible, aproximadamente 581 Mm³/año (IDEAM, 2019). Para el año 2015, se utilizó 12,45 barriles de agua por barril de crudo (Ecopetrol, 2015). Según el IDEAM, se proyecta que para los años 2012 al 2024 el consumo de agua seguirá aumentando a medida que incremente la explotación, sobrepasando el millón de metros cúbicos anuales (IDEAM, 2019).

Dentro de las sustancias presentes en el agua de producción que causan riesgo para el medio ambiente, se encuentran metales pesados tales como el estroncio, bario, cadmio, cromo, mercurio, plomo, entre otros (Mancilla *et al*, 2012), siendo el mercurio uno de los metales de mayor peligro, debido a que puede bioacumularse en la cadena alimenticia de manera progresiva, igualmente el cromo, cadmio, cobalto, hierro y bario, que de presentarse en concentraciones muy elevadas, puede ocasionar daño hepático y enfermedades del sistema nervioso (Bravo, 2007).

Por otro lado, los hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP) como el tolueno, benceno, naftalenos, xileno, debenzotiofenos, se les debe prestar mayor atención por ser un factor de impacto ambiental (Grini *et al*, 2002). Adicionalmente, se encuentran contenidos de sólidos totales, grasas y aceites, aniones como sulfatos, carbonatos y bicarbonatos; además de

microorganismos, especialmente bacterias sulforreductoras (BSR), entre otros (Mancilla *et al.*, 2012).

2.4 Beneficios del manejo del recurso hídrico

El agua es uno de los recursos vitales para la humanidad, no solamente como materia prima de diversos sectores industriales, sino también para la supervivencia de los seres vivos. Sin embargo, debido al cambio climático y las actividades antrópicas ha disminuido la disponibilidad de este recurso hídrico. En el 2018 el IDEAM evidenció en el país que 318 municipios se pueden quedar sin este recurso por los malos manejos ambientales como la deforestación y la modificación de cuencas (IDEAM, 2018).

Adicionalmente, el recurso hídrico es contaminado por vertimientos de carga doméstica (ARD), vertimiento e infiltración de aguas residuales no domésticas (ARnD) provenientes de la extracción de petróleo y también por la alteración negativa al suelo a causa de la producción agrícola (MADS, 2010).

Es por eso que, conociendo que el agua es un recurso escaso, se proponen proyectos que permitan tratar las aguas de producción consideradas como no aptas para verter, en un recurso utilizable, ya que, el aprovechamiento de este recurso sería avanzar hacia un desarrollo sostenible, garantizando el equilibrio entre el cuidado del medio ambiente y crecimiento económico.

2.5 Antecedentes del reúso del agua

La reutilización en agricultura de las aguas residuales tratadas es una iniciativa que se está evaluando y acogiendo cada vez más en lugares con escasez de agua. Sus inicios fueron en 1918 en Estados Unidos donde se publicó una normativa sobre el reúso del agua llamada Título 22 y fue actualizada en 2018, después se desarrollaron otras regulaciones siempre limitadas al uso en la agricultura, industria y reúso urbano (Paranychiannakis *et al.*, 2015).

2.6 Normatividad para aguas de riego en Colombia

Para hacer reúso de agua tratada, es importante considerar la normatividad colombiana vigente, donde presenta los parámetros con los límites permisibles para la disposición final del vertimiento. La resolución 1207 del 2014 define las disposiciones relacionadas con el reúso del agua residual tratada para uso agrícola.

El agua residual tratada deberá cumplir con requisitos o criterios de calidad (Tabla 2) para ser usada para (Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible, 2014):

- Cultivos de pastos y forrajes para consumo animal
- Cultivos no alimenticios para humanos o animales.
- Cultivos fibras celulósicas y derivados.
- Cultivos para la obtención de biocombustibles
- Cultivos forestales de madera, fibras y otros no comestibles.
- Cultivos alimenticios que no son consumo directo para humanos o animales.

Tabla 2

Valores máximos permisibles para disposición de agua residual en riego.

Parámetros físicos	Unidades	Valor máximo permisible
pH	Uni.pH	6.0 – 9.0
Conductividad	μS/cm	1500
Coliformes Termotolerantes	NMP/100 mL	1x10 ⁵
Enterococos fecales	NMP/100 mL	1x10 ²
Helminthos parásitos	Huevos y larvas/L	1.0
Protozoos parásitos humanos	Quistes/L	1.0
Salmonella <i>sp</i>	NMP/100 mL	1.0

Parámetros Químicos	Unidades	Valor máximo permisible
Fenoles totales	mg/L	1.5
Hidrocarburos totales	mg/L	1.0
Iones	Unidades	Valor máximo permisible
Cianuro libre	mg CN ⁻ /L	0.2
Cloruro	mg Cl ⁻ /L	300
Fluoruros	mg F ⁻ /L	1.0
Sulfatos	mg SO ₄ ²⁻ /L	500
Metales	Unidades	Valor máximo permisible
Aluminio (Al)	mg Al/L	5.0
Berilio (Be)	mg Be/L	0.1
Cadmio (Cd)	mg Cd/L	0.01
Cinc (Zn)	mg Zn/L	3.0
Cobalto (Co)	mg Co/L	0.05
Cobre (Cu)	mg Cu/L	1.0
Cromo (Cr)	mg Cr/L	0.1
Hierro (Fe)	mg Fe/L	5.0
Mercurio (Hg)	mg Hg/L	0.002
Litio (Li)	mg Li/L	2.5
Manganeso (Mn)	mg Mn/L	0.2
Molibdeno (Mo)	mg Mo/L	0.07
Níquel (Ni)	mg Ni/L	0.2
Plomo (Pb)	mg Pb/L	5.0

Sodio (Na)	mg Na/L	200
Vanadio (V)	mg V/L	0.1
Metaloides		
Arsénico (As)	mg As/L	0.1
Boro (B)	mg B/L	0.4
No metales		
Selenio (Se)	mg Se/L	0.02
Otros parámetros		
Cloro total residual (con mínimo 30 minutos de contacto)	mg Cl ₂ /L	Menor a 1.0
Nitratos (NO ₃ ⁻ N)	mg/L	5.0

Nota. Descripción de los parámetros para el reúso del agua. Tomado de *Resolución 1207 del 2014*

Por otro lado, la resolución 1256 del 23 del 2021 deroga la resolución 1207 de 2014, por la cual se reglamenta el uso de las aguas residuales y se adoptan otras disposiciones. Los criterios de calidad del agua residual para el uso agrícola deberán cumplir con lo establecido en el artículo 2.2.3.3.9.5 del Decreto 1076 de 2015 o la norma que lo modifique, adicione o sustituya, así como, con los criterios establecidos en la siguiente tabla (Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible, 2021).

Tabla 3*Criterios de calidad adicionales de aguas residuales para uso agrícola*

Parámetros físicos	Unidades	Valor máximo permisible
Conductividad	μS/cm	1500
Fenoles Totales	mg/L	0,2
Hidrocarburos Totales	mg/L	1,0
Cianuro Libre	mg CN ⁻ /L	0,20
Cloruros	mg Cl ⁻ /L	300,0
Fluoruros	mg F ⁻ /L	1,0
Sulfatos	mg SO ₄ ²⁻ /L	500,0
Mercurio	mg Hg/L	0,001
Sodio	mg Na/L	200,0
Antimonio	mg Sb/L	0,1
Cloro Total Residual (con mínimo 30 minutos de contacto)	mg Cl ₂ /L	< 1,0
Nitratos (expresado como N)	mg/L	11,0

Nota. Descripción de los parámetros para el reúso del agua. Tomado de Resolución 1256 del 2021

Sin embargo, para el reúso de esta agua en la agricultura se requiere que las tasas de aplicación y el tiempo de aplicación no debe ocasionar cambios en la salinidad y toxicidad del suelo que impidan los usos agrícolas actuales, según lo establecido por el Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural - MADR o las de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura FAO (Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible, 2021).

3. Metodología

En el presente estudio monográfico se estableció componentes definidos en los objetivos específicos formulados.

3.1 Revisión bibliográfica de bases de datos virtuales

Se consultaron las bases de datos *Science Direct*, *Scopus Springer*, *Web of Science* de la Universidad Industrial de Santander y la normativa actual en el país. Sin embargo, si se encuentra información que no esté en estas bases de datos y ayuden a fortalecer la investigación serán incluidas.

Para el desarrollo del tema la búsqueda bibliográfica se centró en la búsqueda de información científica en los últimos diez (10) años relacionados con la generación y caracterización de las aguas no domésticas tratadas generadas en la producción de hidrocarburos, como una alternativa para el riego de especies agroforestales. Las palabras claves utilizadas durante la búsqueda “Agua industrial” “Industria de Hidrocarburos” “Vertimiento industrial” “Reúso agua industrial”. Después de realizar la consulta en las fuentes de información, se siguió con la lectura y análisis de cada artículo para seleccionar los que fueron usados en la monografía.

3.2 Descripción de la generación y características de las aguas residuales tratadas en la producción de la industria de hidrocarburos

Se revisó y se analizó la información basada en artículos científicos y estudios aplicados a la temática, con el fin de determinar la generación y las características de los parámetros fisicoquímicas del agua residual tratada en la producción de la industria de hidrocarburo, además de la normativa colombiana aplicable para vertimiento de agua residual industrial y su posible reúso.

3.3 Determinación de técnicas eficientes para darle cumplimiento al reúso del agua industrial tratada de la industria de hidrocarburo

En cuanto a este ítem, se procedió a investigar en la literatura los estudios y ensayos sobre los tratamientos más eficientes para el pulimento del agua de vertimiento, con el fin de determinar cuál podría ser considerada en costo-beneficio la mejor opción, aportando al desarrollo sostenible.

3.4 Evaluación de la viabilidad y el uso de aguas industriales tratadas para el riego de especies agroforestales

En este componente metodológico, se revisó estudios piloto que utilizaron aguas industriales tratadas para el riego, los resultados fisicoquímicos al suelo obtenidos después del uso de dichas aguas, las especies de vegetación sembradas y se evaluará si es viable el uso de estas aguas sin ocasionar algún impacto ambiental al suelo, logrando un aporte significativo al crecimiento y reproducción de las especies agroforestales.

4. Resultados

4.1 Descripción de la generación y características de las aguas residuales tratadas en la producción de la industria de hidrocarburos

El agua producida, es la principal fuente de subproductos de desechos generados en la industria de hidrocarburo (Coday, 2014), Según García (2017), en la fase de extracción de petróleo esta industria produce una alta cantidad de agua, alrededor de más de 300 millones de barriles de agua que son reportados diariamente en el mundo (García *et al.*, 2017). Esto complementa lo descrito por Nabzar (2011) que en promedio se producen tres a cinco barriles de agua por cada barril de petróleo, aunque, esta cifra puede aumentar entre diez y catorce barriles de agua en pozos considerados maduros (Nabzar *et al.*, 2011).

En cuanto al vertimiento de Aguas de producción, Ecopetrol descargó en cuerpos de agua superficiales y en el mar, entre el 2014 y el 2019 más de 400 Mm³/año, lo equivalente a cuatro veces del volumen del embalse del Neusa (Rial *et al.*, 2020). En el Reporte Integrado de Gestión Sostenible del 2019 de Ecopetrol, exponen que el volumen total del agua generada por las operaciones de Ecopetrol fue de 429,14 millones de metros cúbicos, incluyendo agua residual industrial (7.2%) y agua de producción (92,8%). Para el Campo Rubiales estimaron en el 2019 una producción de 3000000 barriles de agua por día (Ecopetrol, 2019).

Silvia Jiménez (2019) determinó que la descarga de AP puede contener contaminantes recalcitrantes y no biodegradables como hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP), tolueno, benceno, etilbenceno, el xileno y fenoles, que pueden ocasionar efectos adversos sobre los recursos ambientales y en la salud humana (Jiménez *et al.*, 2019).

Tabla 4*Principales componentes presentes en el AP*

Categoría de componente	Componentes principales
Compuestos de aceite disueltos y dispersos	<ul style="list-style-type: none"> • Benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos (BTEX) • Naftaleno, fenantreno, dibenzotiofeno (NPD) • Hidrocarburos poliaromáticos (HAP) • Fenoles
Minerales de formación disueltos	<ul style="list-style-type: none"> • Aniones • cationes • Materiales radioactivos • Metales pesados
Compuestos químicos de producción	<ul style="list-style-type: none"> • Inhibidores • Biocidas • Dispersantes de asfalto • Inhibidores de parafina • Antiespumantes • Rompedores de emulsión • Clarificadores • Coagulantes y floculantes
Sólidos de producción	<ul style="list-style-type: none"> • Arcillas • Ceras • Bacterias • Carbonatos • Arena y hendidura • Productos de corrosión e incrustaciones

- Sólidos de formación

- Gases disueltos
 - Dióxido de carbono
 - Sulfuro de hidrógeno
 - Oxígeno

Nota. Tomado de Ghafoori *et al*, 2022.

Fakhru (2009) describió que los compuestos inorgánicos en el AP son clasificados como aniones y cationes (sales disueltas), materiales radiactivos y metales pesados, dependiendo de las condiciones del proceso y las características del pozo. Por otra parte, existe la presencia de dos elementos químicos como lo son el sodio y el cloruro que están involucrados en la salinidad del AP y según la geología de la formación de pozo, el AP puede tener trazas de diferentes metales como cobre, plomo, cadmio, mercurio, plata, cromo, zinc y níquel. Adicionalmente, otros materiales radiactivos de origen natural que se encuentran de manera abundante en el AP son los NORM (*Naturally Occurring Radioactive Materials*) tales como el radio – 226 y el radio – 228 (Fakhru et al, 2009).

Bravo (2007) determino los impactos de la explotación petrolera en ecosistemas tropicales y la biodiversidad, se refiere al mercurio como una de las sustancias presentes en el AP de mayor peligro para el medio ambiente, ya que, por ser un metal, este se puede bioacumular gradualmente en la cadena alimenticia y los organismos vivos no tienen mecanismos suficientes de eliminación. Por otro lado, el plomo también es tóxico para la mayoría de los seres vivos, al igual que, el cromo, cobalto, hierro, cadmio y bario, que se puede hallar en los humanos, pero en dosis muy altas puede provocar un daño hepático y enfermedades a nivel del sistema nervioso (Bravo, 2007).

Jiménez en el 2018 y Ahmad en el 2020 determinaron que la solubilidad del aceite en el agua de producción depende de varios factores, como el tipo de aceite, las condiciones termodinámicas, el volumen de AP, y el tipo de tratamiento químico y su eficiencia. Además, el

hidrocarburo no es soluble en agua, esto hace que el aceite se disperse en el agua y forme emulsiones. El aceite disperso en el AP se compone de pequeñas gotas suspendidas en la fase acuosa y la cantidad de dispersión se ve afectada por parámetros como la densidad del aceite y la tensión interfacial entre el agua-aceite. Cuando es descargada o vertida junto con el AP, puede generar contaminación en el ecosistema acuático en especial las comunidades bentónicas (Jiménez *et al.*, 2018; Ahmad *et al.*, 2020).

También, Jiménez (2018) en el estado del arte en el tratamiento de aguas producidas, menciona que, según las características de los pozos, durante la extracción de petróleo y gas, se adicionan diversos aditivos, como algunos tipos de inhibidores, dispersantes de asfaltenos, biocidas, rompedores de emulsión, antiespumantes, y productos químicos como clarificadores, coagulantes y floculantes para mejorar la calidad del agua (Jiménez *et al.*, 2018). Sin embargo, estos productos químicos pueden ser tóxicos para el ecosistema acuático, aunque, los efectos asociados a los productos químicos, van a depender del tipo de químico y de la cantidad utilizada (Adebambo, 2011).

Samira Ghafoori (2022) en nuevos avances, desafíos y necesidades futuras en el tratamiento del agua producida en yacimientos petrolíferos: una revisión de vanguardia, describe que el agua de producción puede contener sólidos de diferentes tipos de compuestos inorgánicos y orgánicos, como la arcilla, arena, ceras, carbonatos, bacterias, productos de corrosión e incrustaciones, y otros sólidos de suspensión derivados de la formación y de las actividades de producción (Ghafoori *et al.*, 2022).

Tabla 5

Principales constituyentes disponibles en el AP de los campos petroleros con sus rangos de concentraciones

Parámetro	Rango de concentración (mg/L)
Sólidos disueltos totales (SDT)	100–400,000
Sólidos suspendidos totales (SST)	1.2–1000
Demanda química de oxígeno (DQO)	1220–2600
Carbono orgánico total (COT)	0–1500
Aceite total	2–560
Ácidos orgánicos totales	0.001–10000
Salinidad	5,000 – 300,000,000
hidrocarburos alifáticos	17–30
Fenoles (principalmente C ₀ -C ₅ -fenoles)	0,4–23
Cetonas	1–2
Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP)	0.04–3
BTEX totales	0,73–24,1
Benceno	0,032–14,97
tolueno	0,058–5,86
Etilbencina	0,086–0,57
Naftalina	0,194–0,841
Na	0–150000
Cl	0–250000
Ba	0–850

Sr	0–6250
SO ₄ ²⁻	0–15000
HCO ₃ ³⁻	0–15000
Ca	0–74000
K	24–4300
SO ₃ ²⁻	10
Mg	8–6000
Fe	0.1–100
Al	310–410
B	5–95
Cr	0.02–1.1
Li	3–50
Mn	0.004–175
Ti	0,01–0,7
Zn	0.01–35
As	0,005–0,3
Pb	0,008–0,88

Nota. Tomado de Ghafoori *et al*, 2022.

Igunnu (2012) describe las tecnologías de tratamiento de agua producida y refiere que el AP contiene un gran número de gases disueltos especialmente en forma de hidrocarburos volátiles. Sin embargo, el dióxido de carbono (CO₂), Oxígeno (O₂) y sulfuro de hidrogeno H₂S son los gases más comunes en estas aguas. Pero, la solubilidad de los gases en el agua depende de diversos factores como la presión, temperatura, y la salinidad (Igunnu, 2012).

En Colombia, según el estudio Nacional del Agua realizado por el IDEAM en el 2014 (2015), en el río Guatiquía en el departamento del Meta y en una vertiente del Magdalena y Cauca, indican que el 13% de la carga de DBO total industrial está representada por derivados del petróleo; de la carga de DQO total industrial el 27% pertenecen a industrias petroquímicas; y la carga total industrial de sólidos suspendidos totales es el 11% y también lo aporta la industria petroquímica (IDEAM, 2015).

Almansa Manrique y colaboradores (2018) determinaron los efectos del agua provenientes de la producción petrolera en actividades agrícolas y pecuarias. El estudio se desarrolló en el departamento del Meta, en el predio denominado Área Sostenible Agroenergética (ASA) y en el Centro de Investigación La Libertad (CORPOICA), en los municipios de Acacías y Villavicencio. El agua de producción tratada que utilizaron era de las estaciones de Castilla y Apiay. Determinaron la calidad del agua de producción tratada y la del pozo profundo y teniendo en cuenta la normatividad de reúso de aguas residuales, cumplieron con todos los parámetros establecidos para uso agrícola y pecuario durante el período de evaluación. En los resultados obtenidos durante cinco años de exposición, concluyeron que las aguas utilizadas para riego no tuvieron ningún efecto negativo en las propiedades físicas del suelo (porosidad, densidad aparente y estabilidad de agregados), y en las propiedades químicas del suelo no se observó la acumulación de metales pesados como bario, plomo, cadmio y cromo, y sin diferencias entre los suelos regados con agua de pozo y con agua de producción tratadas (Almansa *et al.*, 2018).

Por otra parte, en cuanto a la descarga de aguas de producción de petróleo, Samira Ghafoori (2022), entre los componentes que tiene más restricciones para su descarga es las grasas y aceites, la concentración en el AP aguas arriba es alrededor de 500 mg/L, sin embargo, cuando esta agua es tratada, puede alcanzar contenidos de grasas y aceites de 15 – 100 mg/L. Por ejemplo, en Estados

Unidos, la calidad del AP generada en las plataformas marinas los límites de concentración y de toxicidad se rigen por la Agencia de Protección Ambiental de EE.UU (EPA), para la descarga mensual de AP es de 29 mg/L y una descarga diaria de 42 mg/L. Mientras que, en Canadá, Reino Unido, y Asia el límite del efluente promedio mensual es de 40 mg/L. No obstante, la industria del petróleo está buscando la política de cero descargas de contaminantes en el AP y de usarla para riego u otros fines industriales (Ghafoori *et al.*, 2022)

4.2 Determinación de técnicas eficientes para darle cumplimiento al reúso del agua industrial tratada de la industria de hidrocarburo

Dai Xiaodong y colaboradores (2019) describe estrategias para la gestión del agua de producción, como minimizar su uso y la reutilización. Plantea un enfoque de reducir o minimizar los volúmenes de agua de producción desde la fuente (inyección y la zona de agua de formación) la minimización involucra la utilización de tecnologías para reducir la cantidad de agua que se produce durante el proceso de extracción de petróleo, como los dispositivos de bloqueo mecánico y los aditivos para el control del agua. Por otro lado, cuando el agua se encuentra en la superficie es necesario realizar estudios de viabilidad técnica para determinar en qué procesos se puede reutilizar (reinyección), para finalmente poder escoger el mejor tratamiento para el reúso en los procesos agrícolas o industriales (Xiaodong *et al.*, 2019).

Según Avellaneda (2005), en Colombia los tratamientos superficiales para el agua de producción eran en lagunas de estabilización y floculación, para degradar lodos y aceites por biorremediación, hasta el año 1996, desde el 2005 se encuentran más información e inclusive en las licencias ambientales otorgadas por la Agencia Nacional de Licencias Ambientales (ANLA). (Avellaneda, 2005).

Coday y Cath (2014) describe que la industria de hidrocarburo, ha desarrollado procesos de tratamientos físicos, químicos y biológicos para el mejoramiento del agua producida, sin embargo, uno de los mayores problemas es la elevada salinidad del AP, la demanda de aditivos, el costo de inversión, la necesidad de un espacio para la construcción, los residuos generados como los sedimentos y las salmueras, pueden ser un limitante para efectuar satisfactoriamente muchas de estas tecnologías (Coday; Cath 2014)

Rial y Gonzales (2020) en el reúso del agua de producción de hidrocarburos: reto y oportunidad, describe los métodos o tipos de pretratamientos y tratamientos necesarios para el agua de producción como desalinizar, eliminar restos de hidrocarburo, metales pesados, radionúclidos, compuestos orgánicos, desgaseificar, eliminar sólidos en suspensión, desinfectar. Proponiendo, los métodos electroquímicos como la alternativa más eficaz para la desalinización y la eliminación de metales pesados (Rial *et al.*, 2020).

Scanlon (2020) menciona que la desalinización es el paso más importante y el primero, debido a que la concentración de sales puede ser hasta siete veces la del mar, dependiendo del proceso de producción y la geología. Consiste en reducir la carga iónica para precipitar las sales mediante operaciones de aireación, evaporación y cristalización. Por otra parte, el avance de la solución de los problemas de salinidad en el AP, se han mencionado tecnologías más eficientes, económicas y menos demandantes de tres tipos: física por ósmosis directa, térmica por destilación de membrana y química por desionización capacitiva (Scanlon *et al.*, 2020).

Venkatesan y Wankat (2017) desarrollaron un modelo que desaliniza y elimina hidrocarburos disueltos, por medio de la síntesis, diseño y optimización de métodos de adsorción, intercambio iónico y ósmosis inversa (Venkatesan *et al.*, 2017).

Houcine (2002) describe que los metales pesados son tratados con técnicas como la adsorción, coagulación, intercambio iónico, filtración de membrana, fotocálisis, etc.), además, son técnicas más o menos costo efectivas, incluso algunos tratamientos económicos a base de carbonato de calcio también pueden remover hasta el 95% de los metales exitosamente (Houcine, 2002).

Anabel Rial (2020) en el reúso de agua industrial menciona, que, para remover metales pesados, el quitosato, descrito como un polímero no tóxico, biodegradable y de alto peso molecular, es una alternativa fácil de aplicación y ecológica. Este se obtiene de la desacetilación del exoesqueleto de la quitina de zooplancton marino, artrópodos y de la pared celular de algunos hongos y levaduras (Rial *et al*, 2020). También Akhbarizadeh, describe que es usado como coagulante para tratar aguas de producción asociados a la industria de hidrocarburo, el quitosano de la cáscara de camarón se combina con la arcilla activada para eliminar el petróleo crudo (Akhbarizadeh *et al.*, 2018).

Caviedes (2016) plantea posibles soluciones basadas en la naturaleza como la utilización de plantas acuáticas que tienen la capacidad de acumular metales pesados, inclusive elementos radiactivos. Por ejemplo, *Pistia strationes L.* puede reducir concentraciones de cromo y plomo, y así mismo *Eirchhornia crassipes* es capaz de reducir concentraciones de zinc, hierro, níquel, magnesio, plomo, cobre en el agua de producción (Caviedes *et al.*, 2016).

4.2.1 Tratamientos físicos

Salamanca (2016) define a los tratamientos físicos como aquellos en los que no se generan nuevos compuestos, debido a que estos se concentran al evaporar el agua o filtrar sólidos (Salamanca, 2016).

Agurto (2012) señala el tratamiento de desengrasado para la realización de remoción de crudo y grasas en el agua, además del aceite que se encuentra libre, disperso y emulsionado. Sin embargo, en la tabla 6 se presentan las principales tecnologías para remover aceite y grasa en exceso (1000 mg/L), en el que el diámetro de partícula es un criterio de selección para establecer los tiempos de retención en las unidades, los costos de mantenimientos asociados y los requerimientos energéticos.

Tabla 6

Tecnologías para la remoción de grasas y aceites con base en el tamaño de partícula

Tecnología	Rango de remoción	Características	Principales hallazgos	Referencia
Separador API	$D_p > 150 \mu\text{m}$	Rendimiento depende del tiempo d retención y efectos de adición de coagulantes o floculantes	Ineficiente con aceite emulsionado	Veil <i>et al.</i> (2004)
Separador de placas corrugadas	$D_p > 40 \mu\text{m}$	Depende de las diferencias de densidad, viscosidad, temperatura y régimen de flujo	Ineficiente con aceite emulsionado y presenta mejor desempeño acoplado al separador API, altos tiempos de retención	Arnold y Stewart (2008)
Flotación por gas inducido	$D_p > 3 \mu\text{m}$	Saturación del agua con el burbujeo de aire/gas	Bajos tiempos de retención en comparación al sistema de gas disuelto y alta eficiencia de remoción	Broussard (2003)
Hidrociclones	$D_p > 15 \mu\text{m}$	La eficiencia aumenta con la adición de unidades en serie. La caída de presión se debe controlar	Funciona con altas concentraciones de aceite, altos costos de mantenimiento y	Arnold y Stewart (2008)

			susceptible a incrustaciones	
Filtración por membrana	Dp > 0,01 µm	Columna empacada con perlas poliméricas de tamaño de poro de 0,01 a 10µm	Extrae eficientemente aceite disperso y compuestos aromáticos policíclicos	Lee <i>et al.</i> (2002)

Nota. Tomado de Mesa *et al.*, 2018. Dp: diámetro de partícula.

Heins y Peterson (2003) describen la evaporación como tratamiento que evita el uso de otros procedimientos físicos o químicos, por medio de calor latente, el agua de alimentación hace que se genere vapor que es condensado en agua pura. Los más utilizados son los evaporadores de tubo vertical porque tienen mayor coeficiente de transferencia de calor, ya que disminuyen la posibilidad de incrustaciones en la tubería y además se ahorran costos energéticos (Heins *et al.*, 2003).

Ortega (2019) en la revisión del diagnóstico de tratamiento de aguas de producción en campos petroleros colombianos, propone la evaporación como un tratamiento para la reparación y recuperación de materiales peligrosos o importantes como los metales pesados, principalmente, para aguas residuales salinas con contenido de aceites. Es tan robusto que no se realizan procedimientos físicos o químicos posterior, ya que, por la adición de calor latente, el agua de alimentación genera vapor que hace que se condense el agua pura (Ortega *et al.*, 2019).

Azevedo y colaboradores (2018) explican sobre la flotación mejorada por aire disuelto, este es un proceso en el tratamiento de aguas, con capacidad para eliminar de manera eficiente contaminantes como partículas ultrafinas, finas, iones, microorganismos, precipitados orgánicos e inorgánicos, proteínas, aceite disperso y emulsiones de aceite en agua. Siendo una de las ventajas de este proceso el que se puedan tratar altos volúmenes del efluente (100 – 600 m³ h⁻¹), adicionalmente, genera lodos más espesos y el agua entregada es de excelente calidad. No obstante,

una de las desventajas son los altos costos la operación comparados con otras técnicas y el exceso consumo de energía (Azevedo *et al.*, 2018).

Otro método físico descrito por Nasiri (2017) es una técnica de separación impulsada por cargas electroquímicas, llamada electrodiálisis donde las sales disueltas en el AP son aniones y cationes que pueden unirse con electrodos específicos que tengan carga opuesta (Nasiri *et al.*, 2017).

4.2.2 Tratamientos químicos

Salamanca (2016) comenta que, en los tratamientos químicos se producen sustancias nuevas mediante las reacciones, permitiendo la disminución del compuesto contaminante encontrado en el agua de producción (Salamanca, 2016).

Ortega Ramírez (2019) habla sobre los procesos electroquímicos de la transformación de materiales forzados por medio de la corriente eléctrica. La reducción ocurre en el cátodo y la oxidación en el ánodo, siendo estos procesos de tecnología verde y relativamente económicos comparados con otros tratamientos, ya que, no se genera desechos secundarios, ni se requiere el uso de otros productos adicionales, y el resultado es un agua de calidad para diferentes usos. Los procesos más conocidos son la electrodeposición, electrofluoración, electrocoagulación y electrooxidación (2019).

Por otra lado, Sabagh (2010) menciona en su publicación los demulsificantes del petróleo, entre los cuales se encuentran demulsificación supersónica, electro sedimentación, centrifugación y demulsificación química con demulsificantes, y los demulsificadores comerciales como los copolímeros de poli (óxido de etileno) y óxido de propileno, alquilfenol resinas de formaldehído (Sabagh, 2010).

Adhoum y Monser (2003) describen tecnologías para la remoción de compuestos orgánicos disueltos (COD) (Tabla 7), como la adsorción que permite la remoción de hidrocarburos solubles. Otra tecnología descrita es la oxidación, donde utilizan peróxido de hidrógeno, ozono y radiación ultravioleta, con el fin de disminuir la DQO en el agua. Para garantizar un buen desempeño en la adsorción, se opta por contenidos bajos de aceites y grasas, menores a 1.000 mg L^{-1} ; con esto se evita la saturación del material absorbente. Este material se compone de sustancias orgánicas, arcillas, zeolitas, polímeros sintéticos y carbón activado (Adhoum *et al.*, 2003).

Ghouti (2019) cita que la tecnología de adsorción es una de las operaciones más eficaces para obtener una mejor calidad del agua, ya que logra reducir la concentración de los contaminantes a niveles muy bajos. Sin embargo, una de las desventajas de este método es el requerimiento de un depósito de residuos para la eliminación del contaminante y la de los medios gastados en el proceso de regeneración, otra desventaja es el mantenimiento del sistema y los costos de instalación. No obstante, esto se puede solucionar con el uso de adsorbentes más económicos, como el carbón activado y la cáscara de nuez haciendo que el proceso sea más competitivo (Ghouti *et al.*, 2019).

Tabla 7

Tecnologías para la remoción de COD

Tecnología	Tipo	Características	Principales hallazgos	Referencia
Adsorción	Carbón activado	Empleado para la remoción de benceno, tolueno y trazas de crudo, con altos tiempos de retención y dependiente del tamaño del poro	Depende del proceso de activación del carbón, obtiene remociones del 50-75% y es ineficiente si se tienen altas concentraciones en el alimento	Gallup <i>et al.</i> (1996)

	Zeolita	Empleado para la remoción de BTEX (benceno, tolueno, etilbenceno y xileno), módulos compactos	Eficiencias de remoción entre el 70-80%, altos costos de regeneración y alta relación con la hidrofobicidad	Hansen y Davis (1994)
	Nuez	Empleado para la remoción de aceite y trazas de crudo	Remoción entre el 62-81%, y concentraciones finales promedio de 1,5 mg L ⁻¹ , materia prima económica	Yang <i>et al.</i> (2002)
	Nano compuestos	Empleado para la remoción de aceite y trazas de crudo	En los primeros 100 minutos reduce en 50% la concentración inicial de hidrocarburos emulsionados.	Villegas <i>et al.</i> (2017)
	Polimérico	Remoción de benceno, tolueno y crudo	Polímero a base de polietileno tereftalato (PET) o poliestireno, remoción de hasta el 99% con concentraciones finales <0,05 mg L ⁻¹	Crini (2005)
Extracción	Solvente	Remoción de grasas libres o disueltas	Altos costos por uso del solvente y regeneración	Deng <i>et al.</i> (2002)
Oxidación	Fotocatalítica solar	Remoción de carbón orgánico total, fenoles, BTEX y TPH (hidrocarburos totales de petróleo)	Remoción >80% BTEX, >98% TOC, >62% fenoles y > 75% TPH. Alta influencia del pH y del catalizador (comúnmente dióxido de titanio)	Cho <i>et al.</i> (2006)
	UV/Ozono	Remoción de ácidos nafténicos, amonio e hidrocarburos aromáticos	Remociones mayores al 80%, efectos negativos de iones cloro y bicarbonatos, así como de pH alcalino	Li <i>et al.</i> (2006)

Nota. Tomado de Mesa *et al.*, 2018

Jiménez (2018) detalla sobre la utilización del peróxido de hidrogeno que es un oxidante fuerte que reacciona directamente con los compuestos orgánicos en el AP. Sin embargo, es más efectivo cuando se usa en combinación con otro reactivo o energía como la oxidación avanzada, para disociar el peróxido en un radical hidroxilo que actúa como un agente oxidante (Jiménez *et al.*, 2018).

También el ozono es un oxidante, así lo expone Gong, (2017) que es uno de los oxidantes más eficaces, y ha sido utilizado durante mucho tiempo para el tratamiento de agua potable en la desinfección, eliminación del color por sustancias húmicas, tratamiento de olor y para la degradación de productos químicos orgánicos incluidos los hidrocarburos aromáticos policíclico (Gong *et al.*, 2017)

4.2.3 Tratamientos con membranas bajo cambios de presión

Mesa y colaboradores (2018) describen las tecnologías de ultrafiltración, nanofiltración, microfiltración y ósmosis inversa, que son las técnicas más comunes de purificación y dependiendo de las características de las membranas, se pueden obtener rendimientos superiores (Tabla 8). Estas técnicas utilizan altas presiones por medio de membranas, para lograr la filtración de contaminantes del agua de producción (Mesa *et al.*, 2018).

Tabla 8

Tecnologías con membranas para el tratamiento de agua

Tecnología	Especificaciones	Características	Principales hallazgos	Referencia
Microfiltración	10-0,1µm	Remoción de bacterias, virus, sólidos suspendidos, fenoles, COD, TOC	Tasas de remoción del 92% para aceites, 50% fenoles, 40% COD y 25% TOC. Desempeño mejorado con pretratamiento.	Zhong et al. (2003)

Ultrafiltración	$0,05-5*10^{-3} \mu\text{m}$	Remoción de proteínas, virus, grasas, coloides, cobre, zinc, BTX	Problemas de saturación de la membrana Remoción del 95% de hidrocarburos totales, 60% BTX y 96% de cobre y zinc. Mejora con membranas cerámicas, que reducen la probabilidad de saturación	Faibish y Cohen (2001)
Nanofiltración	$5 \cdot 10^{-3} - 5 \cdot 10^{-4} \mu\text{m}$	Remoción de pesticidas, herbicidas, iones divalentes, detergentes, BTEX	Remoción de sales en un 95%, agua recuperada 90%, 100% eliminación BTEX y fenoles	Peng et al. (2004)
Ósmosis reversa	$1*10^{-4} - 1*10^{-5} \mu\text{m}$	Remoción de iones metálicos, ácidos, sales acuosas, resinas naturales, TDS y TOC	Remociones del 95-99%, altos costos para reemplazar la membrana	Agenson et al. (2003)

Nota. Tomado de Mesa *et al.*, 2018.

4.2.4 Tratamientos biológicos

Ghouti (2019) describe las tecnologías biológicas y los procesos para el tratamiento del AP, como los filtros biológicos aireados, los lodos activados y los humedales artificiales. Sin embargo, los procesos biológicos suelen ser más recomendados para el agua de alimentación con datos de DBO <50 mg/L, DQO <400 mg/L, concentración de cloruro <2600mg/L, nivel de aceite

de <60 mg/L del AP. Siendo estos procesos más económicos para la eliminación de contaminantes en el agua (Ghouti *et al.*, 2019).

Por otra parte, el trabajo de Pardo Diaz, habla sobre la biorremediación por medio de diversas especies, entre ellas *Pseudomonas*, *Ralstonia*, *Acinetobacter*, *Chrysobacterium* y *Bacillus*, aisladas de los Llanos Orientales de la Orinoquia y de la costa Atlántica. Estas bacterias llegan a tolerar ambientes superiores con niveles de $4 \cdot 10^5$ ppm de crudo, además pueden degradar xileno, naftaleno, tolueno, fenol, diesel, gasolina (Pardo *et al.*, 2017).

Díaz (2013) mencionó que el uso de pseudomonas para degradar el fenol de aguas tratadas produce resultados excelentes, de igual manera, la fitorremediación ha venido siendo utilizada en Colombia en proyectos de humedales con el fin de tratar aguas de producción (Díaz *et al.*, 2013).

4.3 Evaluación de la viabilidad y el uso de aguas industriales tratadas para el riego de especies agroforestales

Zaman y Shahid (2018) describen que por el rápido crecimiento poblacional se necesita satisfacer las necesidades alimentarias, y la escasez del agua es un limitante para intensificar la agricultura, por lo tanto, se plantean un gran desafío para obtener suministros suficientes para satisfacer la demanda de alimentos (Zaman, 2018).

El Código de Regulaciones de California, señala que el reúso del agua se inició en los Estados Unidos, donde se documentó la primera normativa en 1918, llamada Título 22 y fue actualizada en el 2018 (CCR, 2018), Adicionalmente, Paranychiannakis (2015) menciona que seguidamente se desarrollaron otras normativas casi siempre limitadas al reúso en industria y agricultura (Paranychiannakis *et al.*, 2015).

Freedman y Enssle, 2015 destacan que cada vez más empresas como Veoli, General Electric, Fluence, EWTech, Spena, Frames, Exterran, Saltworks, Proanalysis, WWT; aportan

conocimiento y brindan soluciones. Por ejemplo, en Schlumberger, sus proyectos y publicaciones buscan el reúso dando a conocer las ventajas de transformar pasivo económico en un recurso (Freedman *et al.*, 2015).

Rial (2020) en el estudio de reúso comenta que actualmente las operaciones de la industria de hidrocarburos consumen el mayor volumen de AP disponibles para el reúso; una parte se usa en la agricultura, pero en otros países con escasez de agua, se ha tenido que regenerar el AP para ser utilizada para consumo humano, por lo que han tenido que invertir en investigaciones y tecnologías para conseguir este objetivo. Como el caso de Windhoek o Israel, donde el reúso es la única o la mejor opción (Rial *et al.*, 2020)

La Sociedad de Ingenieros de Petróleo (2011) mencionan que el agua producida en la extracción de hidrocarburo simultáneamente es sometida a diferentes tratamientos que buscan reducir la concentración de los contaminantes que están presentes para darle cumplimiento a la normatividad (Society of Petroleum Engineer, 2011).

Gómez (2011) relaciona uno de los métodos más utilizados para la disposición del agua producida que consiste en descargar el AP a las fuentes hídricas superficiales después de ser tratada para cumplir con la normatividad, no obstante, no es posible descargar en su totalidad del AP, por lo que gran parte del volumen es descargado en la superficie y aprovechando su salinidad para derretir el hielo de los caminos en el invierno (Gómez, 2011).

Otra de las opciones reportadas por Carrillo (2010) para la disposición final del AP es la inyección en el subsuelo, para recuperación secundaria del crudo, logrando aumentar la producción del petróleo en los yacimientos que han sufrido una baja en su producción o en pozos de *disposal* (Carrillo, 2010). Adicionalmente, Galvis Briñez (2011) reporta que en diversos campos han reutilizado el AP en acuíferos para el almacenamiento posterior y uso de este fluido (Galvis, 2011).

Ortega Ramírez (2019) en la revisión general de la producción elevada de agua en la industria del petróleo, cita que han buscado reutilizar el AP en varias actividades tanto a nivel industrial como agrícola, buscando el aprovechamiento de este fluido mediante el riego de cultivos o en operaciones de perforación. También, es importante resaltar que la mayoría de las oportunidades para reutilizar el AP se hace en las operaciones de Oil & Gas, ya que la industria esta en la búsqueda constante para aumentar el nivel de producción de crudo, por lo que deciden reusar el AP para ser inyectada y así poder aumentar el factor de recobro (Ortega, 2019).

Galvis Briñez (2011) describe que el AP de producción ha sido manejada en el sector agrícola para zonas áridas, riego de cultivos hidropónicos y de pastoreo para la alimentación de ganado. El uso de esta AP en el sector agrícola se ha vuelto una tendencia eficiente y una manera responsable su uso (Galvis, 2011).

Tao (1993) en un proyecto utilizaron el agua producida en yacimientos de petróleo en calidad de agua. Este estudio uso una combinación de plantas de cultivos hidropónicos y una captación aproximada de 50.000 bbl/día (Tao *et al.*, 1993).

Otro estudio realizado por Guirguis (2014) de reverdecimiento del desierto ubicado en el desierto de Libia, en humedales como parte del tratamiento y sembrando plantas nativas de dicho desierto "*Phragmites australis*", en este proyecto utilizaron para riego 377 – 503 bbl/día de agua de producción tratada.

Almansa Manrique y colaboradores (2018) evaluaron el efecto del uso de aguas provenientes de la producción petrolera en actividades agrícolas y pecuarias, por la Corporación de Investigación Agropecuaria (CORPOICA) utilizando el agua de producción tratada, para el riego de pastos y cultivos, adicionalmente para el consumo de aves de corral y ganado. El estudio lo realizaron en el departamento del Meta, en los municipios de Villavicencio y Acacias, y el agua

de producción tratada era de los campos de Apiay y Castilla. Las variables seleccionadas fueron suelo, agua, animales y cultivos, a las cuales les realizaron seguimiento entre los años 2011 al 2015, para determinar el efecto del uso del agua. Entre los resultados obtenidos indicaron que el agua utilizada en el suelo no tenía efectos significativos en las propiedades tanto físicas (densidad aparente, porosidad y estabilidad de agregados) como químicas de este, ya que no se observó acumulación de metales pesados como cadmio, bario, cromo y plomo; tampoco se evidenciaron consecuencias significativas en la calidad de las aguas subterráneas y superficiales ni ningún efecto en la salud de los animales; además, en los cultivos se registraron mejores índices de biomasa y crecimiento, en comparación con los datos registrados en la región en cultivos como pasto elefante y caña de azúcar. CORPOICA presenta los resultados de la primera investigación sobre los efectos del uso del agua de producción tratada, de la industria de hidrocarburos en cultivos, suelos, aves y bovinos (Almansa *et al.*, 2018).

5. Conclusiones

Se realizó la descripción del estado del arte del reúso del agua en la industria del petróleo, donde se puede concluir que el agua de producción en la industria de hidrocarburos se encuentra relacionada con la extracción, por ende, a medida que se realiza la exploración, mayor será la cantidad de agua producida.

Actualmente, en Colombia entre las técnicas más usadas para la disposición final del AP, es la inyección y el vertimiento superficial; sin embargo, se han hechos algunos proyectos para darle un valor agregado a este recurso, por ejemplo, el reúso en actividades agrícolas; pero se requiere de tratamientos o técnicas adecuadas para cumplir los requerimientos de calidad exigidos por la normatividad. Cabe resaltar que se debe tener en cuenta que los vertimientos superficiales también pueden traer consigo afectaciones ambientales al igual que los procesos de inyección de agua de producción que pueden llegar a contaminar el agua subterránea.

Es por esto que se genera un reto mayor, donde se deben buscar alternativas para su disposición. Esta agua de producción obtenida en la superficie se le puede dar diferentes usos y de acuerdo con esto, se deben tener en cuenta los contaminantes de interés como son los sólidos disueltos, compuestos orgánicos disueltos, metales pesados, productos químicos, aceites y grasas, entre otros, para así aplicar los tratamientos que permitan obtener las condiciones óptimas del agua de producción para su reúso.

Entre los tratamientos de las AP provenientes de la industria de hidrocarburos, se encuentran las tecnologías enfocada en la desalinización, desinfección, tratamientos de los NORM y en la remoción de grasas y aceites; donde se puede decir que la más importante es la que permite la desalinización, la cual se aplica cuando hay concentraciones altas de sodio en el agua y que son

difíciles de remover, sin embargo, los sistemas de filtración por membrana, en especial la Ósmosis inversa y la Nanofiltración, se describen como las tecnologías más efectivas y que han sido ampliamente investigadas.

El reúso de aguas residuales tratadas es una estrategia muy importante y se puede considerar como alternativa para atender la escases de agua natural que hay en algunas regiones, especialmente teniendo en cuenta los problemas del cambio climático y así tener otra opción en épocas de sequía. Por lo tanto, se requiere buscar nuevas metodologías que ayuden a determinar la eficiencia en el uso del recurso, poder usar esta agua en otras actividades que se consideren y controlar el deterioro progresivo al que están siendo sometidas las fuentes hídricas por los vertimientos y el impacto acumulativo que pueden generar las aguas residuales.

6. Recomendaciones

Se puede considerar una revisión sobre la mejora en los tratamientos químicos realizados al agua de formación antes del proceso de extracción, lo que determinaría una buena calidad de está, permitiría su disposición y el reúso en el riego de cultivos agroenergéticos.

Investigar a nivel mundial las zonas de mayor escasez de agua y estrés hídrico, donde sería una buena opción reusar el agua de producción para el riego de cultivos.

Es importante desarrollar proyectos de investigación para la implementación de tecnologías de tratamiento con técnicas no convencionales y en procesos de biorremediación a escala piloto, para avanzar en procesos de desarrollo sostenible, en soluciones basadas en la naturaleza y entrar en la economía circular.

Referencias Bibliográficas

- Adhoum, N., Monser, L., 2003. Removal of phthalate on modified activated carbon: application to the treatment of industrial wastewater. *Separ. Purif. Tech.* 38, 233-239. DOI: 10.1016/j.seppur.2003.11.01.
- Akhbarizadeh, R., Moore, F., Mowla, D., Keshavarzi, B., 2018. Improved waste-sourced biocomposite for simultaneous removal of crude oil and heavy metals from synthetic and real oilfield-produced water. *Environ. Sci. Pollut. Res. Int.* 25 (31), 31407-31420. DOI: 10.1007/s11356-018-3136-2
- Alconsult International, 2005. Guía para la disposición y el tratamiento de agua producida. Guía de ARPEL No. 1. Calgary, Canadá.
- Almansa-Manrique, E. F., Velásquez-Penagos, J. G., & Rodríguez-Yzquierdo, G. A. (2018). Efecto del uso de aguas provenientes de la producción petrolera en actividades agrícolas y pecuarias. *Corpoica Ciencia y Tecnología Agropecuaria*, 19(2), 403-420.
- Adebambo, O, (2011) Evaluation of the beneficial reuse of produced wáter: a review of relevant guidelines and produced wáter toxicity, Duke University.
- Ahmad NA, PS Goh , LT Yogarathinam , AK Zulhairun , AF Ismail Avances actuales en tecnologías de membranas para la desalinización de agua producida *Desalinización* , 493 (2020) , Artículo 114643 , 10.1016/j.desal.2020.114643
- Avellaneda, A., 2005. Petróleo, seguridad ambiental y exploración petrolera marina en Colombia. *Íconos* 21, 11-17.

- Azevedo A., H. A. Oliveira, and J. Rubio. “Treatment and water reuse of lead-zinc sulphide ore mill wastewaters by high-rate dissolved air flotation”. *Minerals Engineering*, 127, 114–121, 2018. DOI: 10.1016/j.mineng.2018.07.01
- Bravo, E., 2007. Los impactos de la explotación petrolera en ecosistemas tropicales y la biodiversidad. *Acción Ecol.* 24, 35-42.
- California Code of Regulations (CCR), s.f. Water recycling criteria. En: Title 22: Social Security de Division 4: Environmental Health. Disponible en: [https://govt.westlaw.com/calregs/Browse/Home/California/CaliforniaCodeofRegulations?guid=IE8ADB4F0D4B911DE8879F88E8B0DAAAE&originationContext=documenttoc&transitionType=Default&contextData=\(sc.Default\)](https://govt.westlaw.com/calregs/Browse/Home/California/CaliforniaCodeofRegulations?guid=IE8ADB4F0D4B911DE8879F88E8B0DAAAE&originationContext=documenttoc&transitionType=Default&contextData=(sc.Default)).
- Carolin, C., Senthil, P., Saravanan, A., Joshiba, G., Naushad, M., 2017. Efficient techniques for the removal of toxic heavy metals from aquatic environment: A review. *J. Environ. Chem. Eng.* 5, 2782-2799. DOI: 10.1016/j.jece.2017.05.029
- Carrillo Pérez , J. (2010). Diseño Conceptual de una Planta Para el Tratamiento y Disposición Final de Aguas de Producción, Provenientes del Campo Aguasay en el Estado Monagas. Venezuela : Universidad de Oriente.
- CCAJAR , FIDH (2016), El costo humano del petróleo: Estudio de impacto en los derechos humanos de las actividades de Pacific Exploration & Production Corp. en Puerto Gaitán.
- Chuzón More, Cristhian Javier, 2020. Tesis “Proceso de inyección de agua para la recuperación secundaria en la industria petrolera”. Universidad Cesar Vallejo. Piura – Perú.
- Coday, B.D, P. Xu, E.G. Beaudry, J. Herron, K. Lampi, N.T. Hancock, T.Y (2014). Cath The sweet spot of forward osmosis: Treatment of produced water, drilling wastewater, and other complex and difficult liquid streams.

- Coday, B. D; Cath, T Y (2014). Forward osmosis: Novel desalination of produce wáter and fracturing flowback. J. Am. Water Works Assoc 106. 37-38.
- Díaz, S., Zamora, E., Caselles-Osorio, A., León, J., 2013. Diseño de un humedad construido para el tratamiento del agua de producción de un campo de petróleo colombiano. Rev. Fuentes: Reventón Energ. 11, 53-63.
- Ebratth Salgado, O. A. (18 de Enero de 2011). Análisis del Agua de Producción. Obtenido de Universidad Industrial de Santander: <https://es.slideshare.net/oebratth/agua-de-produccion>.
- Ecopetrol, 2014. El petróleo y su mundo. Bogotá, Dc
- Ecopetrol, 2015. Reporte integrado de gestión sostenible. Bogotá, DC.
- Ecopetrol, 2016. Reporte integrado de gestión sostenible 2015. Bogotá.
- Ecopetrol, 2019. Reporte Integrado de Gestión Sostenible. Bogotá, DC.
- Fakhru'l-Razi A., A. Pendashteh, L.C. Abdullah, D.R.A. Biak, S.S. Madaeni, Z.Z. Abidin Review of technologies for oil and gas produced water treatment J. Hazard. Mater., 170 (2-3) (2009), pp. 530-55.
- Freedman, J., Enssle, C., 2015. Addressing water scarcity through recycling and reuse: a menu for policymakers. General Electric, Ecomagination. Santa Barbara, CA.
- Galvis Briñez , D. (2011). Operación de Campos Petroleros en Entornos Sostenibles: Un Enfoque en Aguas de Producción Petrolera. Bogotá: Ecopetrol.
- García J. , M. Cabarcas, y S. Herrera. “Manejo del agua de producción para proyectos de gas en aguas profundas y ultraprofundas del caribe colombiano”. El Reventón Energético, 15(2), 89-105, 2017. <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/7686/8698> DOI: <https://doi.org/10.18273/revfue.v15n2-2017008>

- Ghafoori Samira, Mohamed Omar, Negin Koutahzadeh, Sohrab Zendehboudi, Rana N. Malhas, Mariam Mohamed, Shouq Al-Zubaidi, Khadija Redha, Fatimah Baraki, Mehrab Mehrvar (2022), New advancements, challenges, and future needs on treatment of oilfield produced water: A state-of-the-art review, *Separation and Purification Technology*, Volume 289, <https://doi.org/10.1016/j.seppur.2022.120652>. (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S138358662200212X>).
- Ghouti, M. A. Al-Kaabi, M. Y. Ashfaq, and D. A. Da'na. "Produced water characteristics, treatment and reuse: A review". *Journal of Water Process Engineering*, 28, 222-239, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jwpe.2019.02.001>
- Grimi, P., Hjelsvold, M., Johnsen, S., 2002. Trondheim, choosing produced water treatment technologies based on environmental impact reduction. En: *SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*. Society of Petroleum Engineers, Kuala Lumpur, Malaysia. SPE-74002-MS. DOI: 10.2118/74002-MS.
- Gomez Angeles, R. L. (2011). *Tratamiento y Disposición Final de Aguas de Producción en el Nor- Este Peruano*. Lima-Peru : Universidad Nacional de Ingeniería .
- Gong ., and D. Zhao (2017). "Effects of oil dispersant on ozone oxidation of phenanthrene and pyrene in marine water". *Chemosphere*, 172, 468–475, 2017. DOI: 10.1016/j.chemosphere..01.007.
- Guirguis, M. (2004). *Treatment of Waste Water: A Reed Bed-Environmental Case History*. Alberta - Canada : Society of Petroleum Engineers.
- Heins, W., Peterson, D., 2003. Use of evaporation for heavy oil produced water treatment. Technical Paper TP1042EN.docx. Suez, Calgary, Canadá.

- Hernández, Rigoberto. 2002. Evaluacion conceptual del proceso de inyeccion de agua y gas en yacimientos, utilizando analisis de lineas de flujo (streamlines) vs. simulacion numerica convencional. Universidad central de Venezuela . Caracas : s.n., 2002.
- Houcine, M., 2002. Solution for heavy metals decontamination in produced water / case study in Southern Tunisia. En: SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production. Kuala Lumpur, Malasia. DOI: 10.2118/74003-MS
- Huibers, F. P., & Van Lier, J. B. (2005). Use of wastewater in 60áter60ltura: The 60áter chain approach. *Irrigation and Drainage*, 54(S1), S3-S9
- Igunnu, E.T; Chen, G.Z (2012). Produced wáter tretmente technologies. *Int. J. Low-Carbon Technol.* N° July, 1-21
- Igwe CO, Saadi AAL, Ngene SE (2013) Optimal Options for Treatment of Produced Water in Offshore Petroleum Platforms. *J Pollut Eff Cont* 1: 102
- Ishak, S., Malakahmad, A., Isa, M., 2012. Refinery wastewater biological treatment: A short review. *J. Sci. Industrial Res.* 71, 251-256.
- Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). (2018). Estudio Nacional del Agua.
- Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), 2015. Estudio Nacional del Agua 2014. Bogotá.
- Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), 2019. Estudio Nacional del Agua 2018. Bogotá, DC.

- Jacangelo (2011) Recovery optimization of membrane processes for treatment of produced water with high silica content, *Desalination and Water Treatment*, 36:1-3, 297-309, DOI: 10.5004/dwt.2011.2604
- Jiménez S., M.M. Micó, M. Arnaldos, F. Medina, S. Contreras State of the art of produced water treatment *Chemosphere*, 192 (2018), pp. 186-208, 10.1016/j.chemosphere.2017.10.139
- Jiménez, M. S. Andreozzi, M.M. Micó, M.G. Álvarez, S. Contreras Produced water treatment by advanced oxidation processes. *Sci. Total Environ.*, 666 (2019), pp. 12-21, 10.1016/j.scitotenv.2019.02.128
- Lyons, B., 2014. Produced water: asset or waste? Atlantic Council. Energy and Environment Program, Washington, DC.
- Mancilla, R., Mesa, H., 2012. Metodología para el manejo de aguas de producción en un campo petrolero. Tesis de pregrado. Facultad de Ingeniería Físico-Químicas, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.
- Marquenie, J., Kamminga, G., Koop, H., Elferink, T., 1991. Onshore water disposal in the Netherlands: environmental and legal developments. En: SPE Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production Conference. Society of Petroleum Engineers, The Hague, Netherlands. SPE-23320-MS. DOI: 10.2118/23320-MS
- Mazari-Hiriart, M., Ponce-de-León, S., López-Vidal, Y., Islas-Macías, P., Amieva-Fernández, R. I. et al. (2008). Microbiological implications of periurban agriculture and water reuse in Mexico City. Herman, C. (ed.). *PLoS ONE*, 3(5), e2305.
- Mesa, S., Orjuela, J., Ortega, A., Sandoval, J., 2018. Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana. *Gest. Ambient.* 21(1), 87-98. DOI: 10.15446/ga.v21n1.69792

Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible. (2014, agosto 13). Resolución 1207 de 2014.

https://www.icbf.gov.co/cargues/avance/docs/resolucion_minambienteds_1207_2014.htm

Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible. (2021, Noviembre 23). Resolución 1256 de 2021.

<https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2021/12/Resolucion-1256-de-2021.pdf>

Ministerio de ambiente, vivienda y desarrollo territorial. (2010, Octubre 25). *Decreto 3930 de*

2010 [Sitio web]. Bogotá D.C.CO. Retrieved Octubre 12, 2018, from

http://www.minambiente.gov.co/images/normativa/decretos/2010/dec_3930_2010.pdf

Nasiri M., I. Jafari, and B. Parniankhoy. “Oil and gas produced water management: A review of treatment technologies, challenges, and opportunities”. *Chemical Engineering Communications*, 204(8), 990–1005, 2017. DOI: 10.1080/00986445.2017.1330747.

Nabzar L., and J. Duplan. “Water in fuel production: Oil production and refining”. *Panorama* 2011, IFP Energies, 2011.

Niño, F., Gómez, J., s.f. Taller de pozos de inyección: generalidades sobre pozos disposal. [diapositivas de power point]. Disponible en: Ecopetrol; Equion, http://www.anh.gov.co/Seguridad-comunidades-y-medio-ambiente/Proyectos-de-Gestion-del-conocimiento/Taller%20Pozos%20de%20Inyeccion/Taller%20de%20pozos%20de%20inyecci%C3%B3n_Generalidades%20sobre%20pozos%20de%20disposici%C3%B3n_after%20JG1.pptx; consultado: octubre de 2017.

Naranjo, Carlos Eduardo. 2010. Factibilidad de la inyección de agua en las arenas marga del campo Lisama. Facultad de ingenierías físicoquímicas, Universidad industrial de Santander. Bucaramanga : s.n., 2010. Oilfield glossary. 2016. Secondary recovery. Glossary. [En línea] 2016. <https://bit.ly/2IHvOHe>.

- Ortega, Ramírez A. T., Arcila Y. F., Vargas-Díaz L. M. "Revisión del diagnóstico de tratamiento de aguas de producción en campos petroleros Colombianos" *Revista Ingeniería, Investigación y Desarrollo*, vol. 19 (2), pp. 61-75, julio. 2019
- Paranychianakis, N., Salgot, M., Snyder, S., Angelakis, A., 2015. Water reuse in EU states: necessity for uniform criteria to mitigate human and environmental risks. *Crit. Rev. Environ. Sci. Tech.* 45, 1409-1468. 10.1080/10643389.2014.955629
- Peñaloza, V. (2017). El país está ad portas de perder su autosuficiencia petrolera. *El Espectador*. Retrieved from <http://www.elinformador.com.co/index.php/el-magdalena/83-departamento/158819-el-pais-esta-a-cortas-de-perder-su-autosuficiencia-petrolera>
- Presidencia de Republica de Colombia, 2010. Decreto 3930 2010, usos del agua y residuos líquidos. *Diario oficial Diario Oficial* 47837. Bogotá.
- Rial Anabel, González Álvaro (2020). Reúso del agua de producción de hidrocarburos: reto y oportunidad. *Gestión y Ambiente* 23(1), 101-114
- Rivera, Luis. 2015. *Apuntes de recuperación secundaria y mejorada*. Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México. México D.F : s.n., 2015.
- Salamanca E. "Tratamiento de aguas para el consumo humano". *Módulo Arquitectura CUC*, 17(1), 29-48, 2016. DOI: <https://doi.org/10.17981/modu-cuc.17.1.2016.02>.
- Sabagh A. M. Al-, N. Kandile, and M. R. Noor El-Din. "Functions of demulsifiers in the petroleum industry". *Separation Science and Technology*, 46(7), 1144–1163, 2011. DOI: 10.1080/01496395.2010.550595
- Scanlon, B., Reedy, R., Xu, P., Engle, M., Nicot, J., Yoxtheimer, D., Yang, Q., Ikonnikova, S., 2020. Can we beneficially reuse produced water from oil and gas extraction in the U.S.?. *Sci. Total Environ.* 717, 137085. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2020.137085

Society of Petroleum Engineer. (2011). Challenges in Reusing Produced Water

Subramani Arun, Schlicher Ron, Long James, Jack Yu, Stewart Lehman & Joseph G.

F.T. Tao, Curtice, S., Hobbs , R., Sides, J., Wieser, J., Tuohey, D., & Pliger, P. (1993). Conversion of Oilfield Produced Water Into an Irrigation/Drinking Quality Water. San Antonio Texas: Society of Petroleum Engineers.

The World Factbook. (2018). Principales productores de petróleo en el mundo. Willams E. D.; Simmons J. E. (2013). Water in the energy industry. An introduction, 1– 107 34

Venkatesan, A., Wankat, P., 2017. Produced water desalination. An exploratory study. Desalination 404, 228- 340. 10.1016/j.desal.2016.11.013

Xiaodong. Dai, Fang J., L. Li, Y. Dong, J. Zhang Enhancement of COD Removal from Oilfield Produced Wastewater by Combination of Advanced Oxidation, Adsorption and Ultrafiltration Int. J. Environ. Res. Public Health, 16 (17) (2019), p. 3223

Zaman, M., & Shahid, S. A. (2018). Irragation water quality. January. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-96190-3>