

TRATAMIENTO DE AGUA PRODUCIDA EN CAMPOS DE EXPLOTACIÓN DE  
HIDROCARBUROS, PARA DISPOSICIÓN FINAL MEDIANTE REINYECCIÓN A POZOS.

RAÚL ANDRÉS ESPARZA PLATA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS  
ESCUELA DE QUÍMICA  
ESPECIALIZACIÓN EN QUÍMICA AMBIENTAL  
BUCARAMANGA  
2016

TRATAMIENTO DE AGUA PRODUCIDA EN CAMPOS DE EXPLOTACIÓN DE  
HIDROCARBUROS, PARA DISPOSICIÓN FINAL MEDIANTE REINYECCIÓN A POZOS.

RAÚL ANDRÉS ESPARZA PLATA

Monografía de compilación  
presentada para optar por el título de  
Especialista en Química Ambiental

Director  
Juan Diego Navarro Sarmiento  
Ingeniero Sanitario y Ambiental  
Especialista en Química Ambiental

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS  
ESCUELA DE QUÍMICA  
ESPECIALIZACIÓN EN QUÍMICA AMBIENTAL  
BUCARAMANGA  
2016

A Judy Sanabria, por su incondicional apoyo anímico e intelectual, y por traer la motivación más importante a mi vida.

Y a toda mi familia, quienes han sido siempre participes y pieza fundamental de mis logros.

Especial agradecimiento al Ingeniero Juan Diego Navarro, quien siempre estuvo presto a colaborar en todo lo que necesité y por haberse convertido en un pilar fundamental en mi aprendizaje.

Igualmente al Ingeniero Baxter Morales, por brindarme acceso a información importante para la elaboración de esta monografía.

Finalmente a todo el personal de Petrosantander (Colombia) Inc, quienes jamás han tenido reparos en brindarme su conocimiento y apoyo.

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN .....	10
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	12
2. JUSTIFICACIÓN .....	14
3. OBJETIVOS.....	15
4. METODOLOGÍA .....	16
6. EL AGUA PRODUCIDA.....	17
7. PRINCIPALES CONSTITUYENTES DEL AGUA PRODUCIDA.....	20
7.1 ACEITE DISPERSO .....	21
7.2 COMPUESTOS ORGÁNICOS DISUELTOS .....	22
7.3 QUÍMICOS DE PRODUCCIÓN.....	23
7.4 SOLIDOS DE PRODUCCIÓN .....	23
7.5 METALES PESADOS.....	24
7.6 PH .....	24
7.7 SULFATOS.....	25
7.8 SALINIDAD .....	25
7.9 MATERIALES RADIATIVOS NATURALES (NORM).....	26
7.10 GASES DISUELTOS.....	27
8. PRACTICAS PARA EL MANEJO DEL AGUA PRODUCIDA.....	28
8.1 MANEJO SUPERFICIAL DEL AGUA PRODUCIDA.....	31
8.2 REINYECCIÓN DE AGUA PRODUCIDA AL SUBSUELO.....	37
9. TECNOLOGÍAS PARA EL TRATAMIENTO DEL AGUA PRODUCIDA .....	45
9.1 REMOCIÓN DE GRASAS Y ACEITES (DE-OILING).....	45

9.2 DESINFECCIÓN .....	50
9.3 DESALINIZACIÓN.....	51
9.4 TRATAMIENTOS DE SEPARACIÓN CON MEMBRANAS.....	58
9.5 OTROS TRATAMIENTOS.....	63
10. LEGISLACIÓN AMBIENTAL EN COLOMBIA PARA LA DISPOSICIÓN FINAL DE AGUA PRODUCIDA MEDIANTE REINYECCIÓN A POZOS .....	66
11. CONCLUSIONES.....	70
12. DIVULGACIÓN .....	72
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	73
BIBLIOGRAFÍA.....	78

## RESUMEN

**TÍTULO:** TRATAMIENTO DE AGUA PRODUCIDA EN CAMPOS DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS, PARA DISPOSICIÓN FINAL MEDIANTE REINYECCIÓN A POZOS.\*

**AUTOR:** RAÚL ANDRÉS ESPARZA PLATA\*\*

**PALABRAS CLAVE:** AGUAS PRODUCIDAS, AGUAS DE FORMACIÓN, AGUAS DE PRODUCCIÓN, SISTEMAS DE TRATAMIENTO, LEGISLACIÓN AMBIENTAL, REINYECCIÓN A POZOS.

### DESCRIPCIÓN:

El agua producida es un fluido inherente a la extracción de hidrocarburos cuya composición puede ser tóxica para los seres vivos y por ende para el equilibrio de los ecosistemas. Algunos de los componentes de mayor interés son los metales pesados, sales disueltas, grasas y aceites, compuestos orgánicos como los fenoles, hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP), y los compuestos BTEX (benceno, tolueno, etilbenceno y xileno), además de los materiales radiactivos de origen natural (NORM).

Este documento describe las prácticas de manejo para el agua producida, más utilizadas en el sector hidrocarburos siguiendo una jerarquía que prioriza la reducción en la fuente, la reutilización (manejo superficial) o el reciclado (reinyección a pozos) del agua producida, y finalmente, si ninguna de las anteriores opciones es viable, la disposición final al ambiente. De igual forma, se resume la normativa ambiental relacionada con la práctica de reinyección a pozos en Colombia, como una alternativa para el manejo ambiental responsable del agua producida.

Así mismo, se describen las tecnologías de tratamiento del agua producida más utilizadas en el sector. El uso de alguna o un conjunto de estas tecnologías, dependerá del destino que se determine para el agua producida tratada, y de sus características físico-químicas y microbiológicas al momento de alcanzar la superficie.

---

\* Trabajo de Posgrado para Especialización en Química Ambiental

\*\* Facultad de Ciencias. Escuela de Química. Director: Juan Diego Navarro Sarmiento, Ingeniero Sanitario y Ambiental.

## ABSTRACT

**TITLE:** PRODUCED WATER TREATMENT IN OIL FIELDS OPERATING FOR DISPOSAL BY INJECTION WELLS.\*

**AUTHOR:** RAÚL ANDRÉS ESPARZA PLATA\*\*

**KEYWORDS:** PRODUCED WATER, FORMATION WATER, PRODUCED WATER TREATMENT SYSTEMS, ENVIRONMENTAL LEGISLATION, INJECTION WELLS.

### DESCRIPTION :

The produced water is an inherent hydrocarbon extraction fluid whose composition can be toxic to living things and thus for the balance of ecosystems. Some components of interest are the heavy metals, dissolved salts, fats and oils, organic compounds such as phenols, polycyclic aromatic hydrocarbons (PAH), and BTEX compounds (benzene, toluene, ethylbenzene and xylene), as well as naturally occurring radioactive material (NORM).

This document describes the management practices for the produced water, more used in the Oil&Gas sector in a hierarchy that gives priority to source reduction, reuse (surface management) or recycling (injection wells) of produced water, and finally, if none of the above options is feasible, disposal to the environment. In addition, environmental regulations related to the practice of reinjection wells in Colombia, as an alternative for responsible environmental management of produced water is related.

Likewise, water treatment technologies produced most commonly used in the industry are described. The use of any or a combination of these technologies will depend on the destination to be determined for the treated water produced, and physico-chemical and microbiological characteristics, when reaching the surface.

---

\* Graduate work for Specialization in Environmental Chemistry.

\*\* Science Faculty. School of Chemistry. Director: Juan Diego Navarro Sarmiento, Health and Environmental Engineer.

## INTRODUCCIÓN

El agua producida es un término mediante el cual se define al agua proveniente de las formaciones geológicas subterráneas, cuando se trae a la superficie durante el proceso de extracción de petróleo y gas natural.<sup>1,2</sup> Su volumen puede alcanzar hasta 10 veces el volumen producido de crudo en un campo y en algunos casos alcanzar temperaturas por encima de los 93 °C al momento de su extracción.<sup>3</sup>

Típicamente el agua producida consiste en una combinación de compuestos orgánicos e inorgánicos y químicos de producción. Esta composición depende de una serie de factores entre los que incluyen el ambiente depositacional, la mineralogía de la formación, su historial de presión y temperatura, así como el influjo o la migración de los fluidos dentro del mismo.<sup>4</sup> Por consiguiente, las propiedades del agua producida pueden variar a lo largo del tiempo de vida de los pozos productores conforme a la interacción entre el agua y la roca, las actividades de producción y el reemplazo de los fluidos del yacimiento, por agua de otras formaciones, agua de inyección u otros fluidos inyectados.<sup>2,4</sup>

El agua producida contiene concentraciones muy elevadas de sólidos disueltos y suspendidos con una predominancia del anión cloruro. Así mismo, contiene gotas de aceite disperso y emulsionado; numerosas especies de compuestos orgánicos e inorgánicos, entre los que se destacan por su elevada toxicidad los Hidrocarburos Policíclicos Aromáticos (HAP), fenoles, Benceno-Tolueno-Etilbenceno-Xileno (BTEX) y metales pesados; además de materiales radiactivos de origen natural (NORM).<sup>2</sup>

En consecuencia, el agua producida puede presentar un impacto negativo significativo para los ecosistemas, por lo cual se hace necesario realizar un manejo adecuado del agua, jerarquizando en primera instancia la importancia de la reducción en la fuente, posteriormente su reutilización (aprovechamiento en superficie) o reciclado (mediante reinyección para recobro mejorado o disposición en la formación); y finalmente, relegando como última medida, la disposición final mediante vertimiento.<sup>5</sup>

En este sentido, esta monografía compila y describe una serie de alternativas para el manejo del agua producida, tanto para su aprovechamiento en superficie (abrevaderos, irrigación, usos industriales, entre otros), como para su uso en reinyección a pozos con fines de recobro mejorado y disposición final a formación. De igual forma, describe las principales tecnologías utilizadas en el sector hidrocarburos para su tratamiento, las cuales se utilizarán o no, dependiendo de los constituyentes presentes en el agua producida y sus concentraciones; así como del uso destinado para el agua.

Finalmente, se relaciona el marco legal ambiental actual, sobre la reinyección del agua producida, realizando un barrido desde la primera mención del proceso de inyección en el Decreto 1541 de 1978, y su primera regulación en el Decreto 1594 de 1984; hasta la adopción de los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos, adoptado por el MADS mediante la Resolución 0421 de 2014.

## 1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Durante la explotación de los campos petroleros se obtienen en superficie diferentes fluidos como el petróleo, el gas y el agua; los cuales deben ser separados y posteriormente tratados de manera que cada uno de ellos cumpla con las especificaciones requeridas para la comercialización (petróleo y gas) y con la normatividad ambiental (agua).<sup>6,7</sup>

Para el caso de las aguas producidas, estas son extraídas en grandes cantidades junto con el gas y el petróleo, representando muchas veces el 99% del total de fluidos producidos al final de la vida útil económica de un pozo.

Las aguas residuales, resultado de la producción de hidrocarburos, vienen acompañadas de diferentes contaminantes como: sales, metales pesados, sólidos suspendidos, aceite crudo emulsionado, isótopos radiactivos, hidrocarburos aromáticos y altas temperaturas, entre otros;<sup>4,8,9</sup> los cuales pueden generar un gran impacto negativo sobre los ecosistemas, especialmente acuáticos, cuando no se realiza una gestión adecuada.<sup>9,10</sup>

Dentro de los métodos más comunes para la disposición del agua producida, se encuentra el vertimiento a cuerpos de agua superficiales;<sup>11</sup> para lo cual se realiza un tratamiento físico-químico, como la ozonación;<sup>6</sup> y/o biológico, como la oxidación microbológica. Esto con el fin de satisfacer los estándares nacionales para vertimientos, lo cual frecuentemente representa un costo elevado.

De igual forma, muchos de los componentes presentes en las aguas producidas, tales como iones orgánicos e inorgánicos disueltos, metales pesados, Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos (PHA) y BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno), estos últimos especialmente solubles, tienen características tóxicas y carcinogénicas reconocidas.<sup>12-14</sup>

Por todo lo anterior, se hace necesario plantear soluciones técnicas, económicas y ambientalmente viables que permitan tratar estas aguas, de manera que no se afecte la rentabilidad de los campos y se cumpla con las exigencias legales ambientales.<sup>11</sup>

Por ende, la reinyección a pozos se promueve en el país como una tecnología, dentro de un esquema de producción más limpia, que permita realizar un manejo adecuado de las aguas producidas en los campos de explotación de hidrocarburos.

## 2. JUSTIFICACIÓN

Cada vez se acrecienta más la preocupación a nivel mundial sobre los niveles de contaminación en las fuentes hídricas. En Colombia la abundancia del recurso hídrico y el impacto negativo constante al que se ve sometido debido a los vertimientos industriales, ha propiciado la formulación de restricciones ambientales importantes en este sentido por parte de las autoridades ambientales.

En el año 2015 el Ministerio de ambiente emitió la Resolución 631 por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de agua superficiales. Esta norma es más estricta en comparación con la anterior (Decreto 1594 de 1984), puesto que considera una gama mayor de parámetros, y los valores máximos permisibles son mucho más exigentes.

Para el caso del sector hidrocarburos, se discriminan parámetros y límites específicos que obligan a que los sistemas de tratamiento para vertimiento actuales, deban ser optimizados; por supuesto esto supone en muchos casos una inversión importante. Lo anterior ha llevado a que las empresas petroleras se planteen alternativas más eficientes que incorporen procesos de producción más limpia.

Por esta razón la tecnología de reinyección a pozos del agua producida, toma fuerza como una alternativa para realizar una gestión de los residuos líquidos del proceso de producción mediante un circuito cerrado. De esta forma, las características contaminantes de las aguas producidas no impactarán directamente las fuentes hídricas, si no, retornarán a las formaciones de donde fueron extraídas junto con el petróleo y el gas.

Para llevar a cabo este tipo de proceso, existen diversas tecnologías de tratamiento que aplican principios físicos, químicos y biológicos, logrando una calidad del agua óptima para la formación receptora. En este sentido, este trabajo de monografía de compilación, permite conocer un panorama actualizado sobre la reinyección a pozos en Colombia y sobre las tecnologías disponibles para el tratamiento del agua producida.

### **3. OBJETIVOS**

#### **3.1 OBJETIVO GENERAL**

Elaborar una monografía sobre los sistemas de tratamiento de agua producida, con fines de disposición final mediante reinyección a pozos.

#### **3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

Compilar información sobre las principales características de las aguas producidas y sus efectos contaminantes.

Describir los principales sistemas y tecnologías de tratamiento de las aguas producidas según sus características.

Realizar una descripción del estado del arte referente a la legislación ambiental en Colombia para la disposición final de agua producida mediante reinyección a pozos.

#### 4. METODOLOGÍA

1. Revisión bibliográfica de bases de datos virtuales disponibles, así como, de artículos científicos y estudios publicados en páginas web de divulgación científica reconocidas.
2. Análisis y procesamiento de la información para identificar los principales componentes de las aguas producidas y sus efectos contaminantes, así como sus tecnologías de tratamiento orientadas a la reinyección a pozos.
3. Revisión de la legislación ambiental vigente para vertimientos y disposición en pozos mediante reinyección a pozos.
4. Generación del documento (Monografía) donde se describa las características del agua producida, sus tecnologías de tratamiento y los beneficios de la reinyección a pozos en comparación con el vertimiento.

## 6. EL AGUA PRODUCIDA

Se denomina agua de formación o agua producida al agua proveniente de las formaciones geológicas subterráneas que se trae a la superficie durante el proceso de extracción de petróleo y gas natural, debido a que se encuentran en la misma formación.<sup>1,2</sup> Estas formaciones geológicas corresponden a rocas de yacimiento las cuales se forman mayormente en ambientes acuáticos, a través de la depositación de granos de rocas o detritus biológico.<sup>4</sup> El agua que queda entrampada en los poros es denominada agua connata; por otra parte, en el momento en que la barrena de perforación atraviesa la formación, el agua es denominada agua de formación o agua producida.<sup>4</sup>

Esta agua ha estado en contacto con los estratos geológicos durante miles de años, por lo cual puede contener concentraciones elevadas de minerales naturales que se han diluido de la roca de yacimiento durante este contacto.<sup>1</sup>

El agua producida representa la mayor fuente de aguas residuales aceitosas de la industria de extracción de hidrocarburos. Su volumen puede alcanzar hasta 10 veces el volumen producido de crudo en un campo y en algunos casos alcanzar temperaturas por encima de los 93 °C al momento de su extracción.<sup>3</sup>

Típicamente esta agua consiste en una combinación de compuestos orgánicos e inorgánicos y químicos de producción. Los compuestos orgánicos corresponden a compuestos alifáticos, aromáticos y polares; en cuanto a los componentes inorgánicos, se pueden encontrar sodio, magnesio, cloro, sulfatos, carbonatos, silicatos y boratos. Respecto a los químicos de producción, estos pueden incluir rompedores de emulsión, inhibidores de corrosión, secuestrantes de oxígeno, y biocidas.<sup>2,3</sup> De igual forma el agua producida puede contener una mezcla de los químicos utilizados durante la etapa de perforación, el completamiento de pozos o el fracturamiento hidráulico.<sup>3</sup>

La composición química y la concentración de estas sustancias en el agua producida pueden variar significativamente, según la formación geológica en que se encuentre depositada, desde agua dulce hasta una salmuera conforme a la siguiente clasificación:<sup>1</sup>

- Salmuera: solidos disueltos totales mayor a  $3.5 \times 10^4$  mg/L.
- Muy salina: solidos disueltos totales entre  $1.0 \times 10^4$  y  $3.5 \times 10^4$  mg/L.
- Moderadamente salina: solidos disueltos totales entre 3000 y  $1.0 \times 10^4$  mg/L.
- Ligeramente salina: solidos disueltos totales entre 1000 y 3000 mg/L.
- Agua dulce: solidos disueltos totales menores a 1000 mg/L.

En cuanto a los volúmenes de generación, en los Estados Unidos por ejemplo, se estimó que para el año calendario 2007 se generaron veintiún billones de barriles ( $21.0 \times 10^9$  bbl) de agua producida, mientras que en al año 2012 la generación fue de veintiuno punto dos billones de barriles ( $21.2 \times 10^9$  bbl) incluyendo la producción onshore y offshore.<sup>2</sup> Históricamente por ejemplo, se tienen datos de generación de agua de veintiún billones de barriles ( $21.0 \times 10^9$  bbl) en 1985 y dieciocho billones de barriles ( $18.0 \times 10^9$  bbl) en 1986.<sup>1</sup>

La siguiente tabla, muestra una comparativa entre el tipo de producción de crudo y gas y las características de generación de agua producida asociadas:

**Tabla 01. Generación de agua producida según el tipo de producción de petróleo y gas.**

Tipo de producción	Generación de agua producida
Gas y petróleo convencionales	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Baja producción inicial.</li> <li>- Incremento progresivo en el tiempo.</li> <li>- Generación en un largo tiempo de vida.</li> </ul>
Gas metano de mantos carboníferos	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Volumen de generación alto inicialmente.</li> <li>- Se reduce con el tiempo.</li> </ul>
Petróleo de esquistos	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Inicialmente, la tasa de retorno del agua inyectada para fracturamiento hidráulico es muy alta, sin embargo, cae rápidamente a un nivel muy bajo.</li> <li>- Bajo tiempo de vida para la tasa de retorno del agua para fracturamiento y la generación de agua producida.</li> </ul>
Crudo pesado	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La mayoría del agua residual generada proviene de la inyección de vapor utilizada en el proceso de inundación.</li> </ul>
Arenas petrolíferas	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cierta cantidad de agua es de formación, sin embargo la mayoría corresponde a flujos inyectados.</li> <li>- También se pueden generar aguas residuales durante el proceso de producción y procesamiento del crudo.</li> </ul>
Fuente	Clark, C.; Veil, J. U.S. Produced Water Volumes and Management Practices. 2015.

También es importante considerar, que el agua producida puede conllevar a serios problemas durante las operaciones en campo asociadas a la producción, tales como: corrosión de facilidades, incrustaciones en tuberías y vasijas, crecimiento microbiano descontrolado y películas indeseables de suciedad en los equipos.<sup>15</sup> También puede causar numerosos problemas durante las actividades de inyección si no es tratada adecuadamente, entre los cuales se presentan la deflección de arcillas por el exceso de sodicidad, la obstrucción de la formación inyectora debido al contenido de sólidos suspendidos y la formación de incrustaciones que causan el taponamiento del pozo.<sup>15</sup>

En cuanto a los efectos ambientales, el agua producida pueda causar serios impactos si es descargada directamente al medio, debido a su gran diversidad en constituyentes químicos que pueden actuar tanto individual como en forma sinérgica. El nivel de afectación dependerá de los constituyentes químicos presentes en el agua producida y de su concentración, así como de las características del ambiente receptor.<sup>1,16</sup>

Entre los impactos más importantes se pueden encontrar:

- La disrupción fisiológica y comportamental de los ecosistemas acuáticos.<sup>16</sup>
- Bioacumulación y biomagnificación.<sup>16</sup>
- Deterioro del componente físico del medio ambiente (suelos, agua, temperatura, etc.).<sup>1,16</sup>
- Polución crónica (por ejemplo, la reducción del oxígeno disuelto en el agua).<sup>15,16</sup>
- Contaminación microbiológica.<sup>15</sup>
- Deshidratación y muerte de la cobertura vegetal.<sup>1,15</sup>

Por esta razón, las operaciones de exploración y producción de hidrocarburos, son muy cuidadosas en el manejo y disposición del agua producida. Sin embargo, es un hecho que las descargas no intencionadas de este fluido pueden ocurrir,<sup>1</sup> de ahí la razón por lo cual la innovación en el manejo del agua producida se ha convertido en un aspecto primordial para las industrias de producción de hidrocarburos, permitiendo de forma equilibrada la reducción de los costos de producción y la protección del medio ambiente.<sup>17</sup>

## 7. PRINCIPALES CONSTITUYENTES DEL AGUA PRODUCIDA

Las propiedades del agua producida pueden variar según el tipo de yacimiento, como también dentro del propio yacimiento. Su composición va a depender de una serie de factores entre los que incluyen el ambiente depositacional, la mineralogía de la formación, su historial de presión y temperatura, así como el influjo o la migración de los fluidos dentro del mismo.<sup>4</sup> Por tanto, las propiedades del agua pueden variar a lo largo del tiempo de vida de los pozos productores conforme a la interacción entre el agua y la roca, las actividades de producción y el reemplazo de los fluidos del yacimiento por agua de otras formaciones, agua de inyección u otros fluidos inyectados.<sup>2,4</sup>

En general, el agua producida contiene concentraciones muy elevadas de sólidos disueltos y suspendidos con una predominancia del anión cloruro. En comparación, las aguas superficiales y las aguas subterráneas someras contienen una concentración mucho más baja de sólidos disueltos con una dominancia de los aniones sulfatos y bicarbonatos.<sup>18</sup> En forma inherente, el agua producida contiene gotas de aceite disperso y en emulsión, numerosas especies de compuestos orgánicos e inorgánicos y una significativa cantidad de otros iones tales como carbonatos y sulfatos.<sup>15,19</sup> Además, puede contener elevadas concentraciones de metales pesados como el bario, uranio, cadmio, cromo, estroncio y plomo; así como materiales radiactivos de origen natural (NORM), otros fluidos inyectados y aditivos químicos resultantes de las actividades de producción.<sup>15</sup>

Estos componentes pueden variar según el tipo de actividades de producción a las cuales está asociada el agua producida, entre las cuales se encuentran la producción de petróleo, la producción de gas, y la producción de gas de mantos carboníferos (*coal bed methan - CBM*). Un claro ejemplo de estas variaciones es el agua producida de la extracción de gas en mantos carboníferos, la cual presenta una toxicidad relativamente más alta en comparación con la producción de petróleo debido a su elevado contenido de compuestos orgánicos volátiles tales como el benceno, tolueno y xileno.<sup>15</sup>

En definitiva, los compuestos de mayor interés en el agua producida corresponden a los siguientes:<sup>2</sup>

- Contenido de sales, expresados como salinidad, conductividad o sólidos disueltos totales.

- Grasas y aceites, asociadas a los hidrocarburos en la formación.
- Compuestos orgánicos e inorgánicos tóxicos, como los aditivos químicos utilizados durante las operaciones de perforación y producción, o aquellos que se diluyen hacia el agua producida desde la roca de formación o desde los hidrocarburos presentes en la misma (Compuestos Orgánicos Volátiles –COV-, Hidrocarburos Policíclicos Aromáticos –HAP-, fenoles, metales pesados, entre otros).
- Materiales radiactivos de origen natural (*naturally occurring radioactive material -NORM-*), los cuales pueden lixiviar hacia el agua producida desde algunas formaciones específicas.

Entre todos estos, se ha determinado que los constituyentes que más contribuyen a la toxicidad de las aguas producidas son los compuestos aromáticos y fenólicos.<sup>5</sup>

A continuación se realiza una descripción de los principales constituyentes en el agua producida:

## 7.1 ACEITE DISPERSO

El petróleo es un importante contaminante, debido a los efectos potencialmente tóxicos que genera en torno al punto de descarga. El aceite disperso en el agua producida se compone de pequeñas gotas suspendidas en la fase acuosa. Cuando es descargado junto con el agua producida, puede acumularse en el fondo del ecosistema acuático generando contaminación y acumulación de aceites en sus sedimentos, lo cual genera una seria afectación negativamente a las comunidades bentónicas.<sup>5</sup>

Sin embargo, no todo el aceite disperso precipita, y por el contrario puede ascender y extenderse sobre la superficie, causando iridiscencia y el aumento de la demanda biológica de oxígeno cerca de la zona de mezcla, lo cual favorece la aparición de condiciones de hipoxia en el agua. Así mismo, Los componentes volátiles, que corresponden a los compuestos más tóxicos, pueden evaporarse con facilidad.<sup>5</sup>

Entre los factores que afectan la concentración del aceite disperso en el agua producida se encuentran la densidad del aceite, la tensión entre las fases aceite - agua, el tipo el tratamiento químico y su eficiencia, así como el tipo, tamaño, y la eficiencia del equipo de separación física utilizado.<sup>5</sup> En cuanto a la tensión interfacial entre el agua y aceite, esta puede verse disminuida a causa de las sustancias orgánicas solubles y de los químicos de producción presentes en el agua producida.

Además, el movimiento del agua causado por la mezcla vertical, las mareas, las corrientes y las olas, pueden afectar también el ciclo de acumulación del aceite, para el caso de las aguas marinas en operaciones offshore.<sup>20</sup>

Otro de los problemas que puede generar el aceite disperso es la interferencia en las operaciones de tratamiento del agua producida, debido principalmente a que el tamaño de las gotas de aceite disperso oscilan entre 4 - 6 micras, y los sistemas de tratamiento típicos no pueden remover gotas más pequeñas de 10 micras, pudiendo llegar a otras fases del tratamiento donde son indeseables.<sup>20</sup>

## 7.2 COMPUESTOS ORGÁNICOS DISUELTOS

La eliminación del aceite disuelto en el agua producida es más compleja a diferencia del aceite disperso, pudiendo permanecer incluso después del tratamiento. Esto puede incrementar la constitución polar del agua producida, y en consecuencia, la cantidad de hidrocarburos disueltos en la misma.<sup>5</sup>

Los hidrocarburos disueltos que se encuentran predominantemente en el agua producida corresponden a ácidos orgánicos, BTEX (benceno, tolueno, etilbenceno y xileno)<sup>19,20</sup>, hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP) y fenoles; para los cuales se ha podido demostrar su contribución significativa a la toxicidad del agua producida.<sup>5</sup>

Los efectos tóxicos de estos hidrocarburos pueden ser aditivos por lo que, aunque individualmente sus toxicidades puedan ser insignificantes, cuando se combinan pueden producir una toxicidad significativa para el medio ambiente, especialmente en ecosistemas acuáticos.<sup>19,20</sup>

Otros componentes orgánicos muy solubles en el agua producida consisten en los ácidos carboxílicos de bajo peso molecular (ácidos grasos), cetonas, y alcoholes. Incluyendo el ácido acético, ácido propiónico, acetona y metanol; análisis han podido determinar que en algunas aguas producidas, sus concentraciones pueden superar los 5000 mg/L.<sup>5</sup>

### 7.3 QUÍMICOS DE PRODUCCIÓN

Los productos químicos utilizados para el tratamiento del agua con fines de conducción y recuperación de crudo, incluyen a los biocidas, rompedores inversos de emulsión, secuestrantes de oxígeno e inhibidores de corrosión y plantean una de las mayores preocupaciones de toxicidad para los ecosistemas acuáticos. Los efectos asociados a los productos químicos utilizados, van a depender enteramente del tipo de químico en particular y de la cantidad utilizada.<sup>5</sup>

Estos productos pueden tratarse de sustancias puras, o de compuestos que contienen un ingrediente activo disuelto en un solvente y en ocasiones pueden ser utilizados en concentraciones que normalmente exceden su nivel de toxicidad.<sup>5,19</sup> Así mismo, algunas de estas sustancias químicas llegan a ser letales a niveles tan bajos como 0.1 mg/L a pesar de sufrir reacciones que reducen sus efectos tóxicos antes de ser descargadas o inyectadas. Un ejemplo de lo anterior son los biocidas, los cuales al reaccionar químicamente tienden a perder su nivel de toxicidad; así mismo, algunos inhibidores de corrosión pueden repartirse en la fase oleosa de modo que no consiguen alcanzar la corriente de descarga final.<sup>5</sup>

### 7.4 SÓLIDOS DE PRODUCCIÓN

El agua producida puede contener sólidos precipitados, arenas y limos, ceras, carbonatos, arcillas, bacterias, proppant (agente de sostén utilizado en fracturamiento hidráulico), productos de corrosión e incrustaciones, y otros sólidos en suspensión derivados de la formación y de las actividades de producción.<sup>19,20</sup> Las cantidades pueden variar desde insignificantes a una suspensión de sólidos lodosa, que puede causar el cierre del pozo o del sistema de tratamiento de agua producida.<sup>20</sup>

Los sólidos pueden influir en los efectos causados por el agua producida, por ejemplo, los sólidos de grano fino pueden reducir la eficiencia de remoción en los separadores agua-aceite, lo que lleva a sobrepasar los límites de descarga de grasas y aceites en el agua producida descargada.<sup>20</sup> Algunos sólidos, a su vez, se pueden formar como lodos aceitosos en las facilidades y equipos de producción, por lo cual requieren de su remoción y eliminación periódica.<sup>20</sup> Así mismo, las incrustaciones y las formaciones bacterianas pueden llegar a obstruir las líneas de flujo en un pozo productor.<sup>19</sup>

**7.4.1 Incrustaciones.**<sup>20</sup> Las incrustaciones se pueden formar cuando el agua producida se encuentra sobresaturada de iones, lo cual favorece que reaccionen y formen precipitados durante la producción cuando las presiones y temperaturas disminuyen. Estas se forman comúnmente por bicarbonatos, carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario, sulfato de estroncio y sulfato de hierro. Sus mayores inconvenientes están asociados al taponamiento de las líneas de flujo, la formación de lodos aceitosos, y de emulsiones que son muy difíciles de romper.

## 7.5 METALES PESADOS

La concentración de metales en el agua producida varía en cada campo de explotación, debido a que esta se encuentra directamente relacionada con la edad y la geología de la formación rocosa (yacimiento) de la cual se extraen el gas y crudo.<sup>19,20</sup> Las concentraciones de estos metales en el agua producida son usualmente más elevadas que las concentraciones en los cuerpos de agua receptores.<sup>19</sup>

Los metales que se encuentran comúnmente en el agua producida incluyen zinc, plomo, manganeso, hierro, y bario.<sup>5</sup> Además de la toxicidad asociada a cada uno de estos elementos, los metales pueden causar problemas de producción. Por ejemplo, el hierro en el agua producida puede reaccionar con el oxígeno del aire y producir sólidos, que pueden interferir con algunos equipos en los sistemas de tratamiento, tales como los hidrociclones, además pueden taponar las formaciones durante la inyección o causar pigmentaciones o depósitos en los sitios de descarga en superficie.<sup>20</sup>

## 7.6 PH

La reducción del pH puede perturbar el proceso de separación aceite/agua y puede afectar considerablemente a los cuerpos de agua receptores cuando se realiza su descarga. Así mismo, es importante considerar que muchos de los productos químicos utilizados en la eliminación de incrustaciones son sustancias ácidas, por lo cual pueden contribuir en la reducción del pH en el agua producida.<sup>20</sup>

## 7.7 SULFATOS

La concentración de sulfatos es importante debido a que interviene en la solubilidad de otros elementos en solución, en particular el bario y el calcio.<sup>20</sup>

## 7.8 SALINIDAD

La salinidad se refiere a la cantidad de sales disueltas totales (SDT) en el agua y se mide con frecuencia por la conductividad eléctrica (CE), debido a que los iones disueltos en el agua conducen electricidad y a que los análisis reales de SDT pueden tener un costo elevado en comparación.<sup>20</sup> Por lo general las aguas con resultados de electroconductividad mayor a 3000  $\mu\text{S}/\text{cm}$  son consideradas salinas.<sup>20</sup>

Respecto a los iones disueltos (aniones y cationes), estos juegan un papel muy importante en la química del agua producida. Entre estos, se puede encontrar el  $\text{Na}^+$  y  $\text{Cl}^-$ , los cuales se consideran los iones que mayor aportan a la salinidad del agua producida, alcanzando concentraciones desde unos pocos  $\text{mg}/\text{L}$  hasta  $3.0 \times 10^5 \text{ mg}/\text{L}$ .<sup>19</sup> Algunos ejemplos adicionales de cationes en el agua producida incluyen a cationes monovalentes como el potasio y a cationes multivalentes como el hierro, calcio y magnesio. En cuanto a los aniones mayores se incluyen, además del cloruro antes mencionado, a los sulfatos, carbonatos y bicarbonatos.<sup>21</sup>

Debido a la composición anteriormente descrita, se ha podido demostrar que una alta salinidad contribuye directamente a la toxicidad del agua producida sobre suelos, vegetación, y cuerpos de agua.<sup>1,5</sup> Por ejemplo, tomando solo el caso del bicarbonato de sodio ( $\text{NaHCO}_3$ ) se ha demostrado que a concentraciones entre 500 a 1000  $\text{mg}/\text{L}$ , puede afectar organismos acuáticos en condiciones de exposición crónica.<sup>22</sup>

Además, aun después del tratamiento, cuando las aguas producidas contienen una cantidad de sólidos disueltos totales lo suficientemente baja como para realizar una descarga sobre aguas superficiales dentro de los límites permisibles, la toxicidad de los iones disueltos remanentes continúa contribuyendo a la toxicidad del agua producida.<sup>5</sup> Por lo cual se hace necesario en muchas ocasiones para las empresas, el realizar tratamientos especializados al agua producida que permitan obtener calidades de agua más allá de las exigencias normativas.

Uno de los más evidentes efectos de toxicidad asociados con las aguas salinas se presenta con el uso de dichas aguas para riego, lo cual puede causar la reducción en la disponibilidad de agua para las plantas, disminuyendo la habilidad de las raíces para incorporar agua y reduciendo notoriamente el rendimiento de los cultivos.<sup>20</sup> Esto debido a que un aumento en la cantidad de SDT del agua en los poros del suelo, genera un incremento del efecto osmótico, lo cual aumenta la fuerza requerida para que una planta consiga extraer el agua del suelo.

Esto hace que las plantas entren en un estado denominado “estrés por sequía” a pesar de que permanezca una cantidad sustancial de agua en el suelo. Este efecto es especialmente dañino durante la etapa de germinación de las plantas en comparación con su etapa adulta.<sup>1</sup>

Una salinidad excesiva puede resultar también en la aparición de áreas estériles en los suelos; así mismo, causar retraso en el crecimiento de las plantas, las cuales se desarrollan con una notable anomalía de tamaños, y una tonalidad característica del follaje de color azul-verdoso; además algunas plantas pueden desarrollar necrosis o mostrar agujeramiento o enrollamiento de sus hojas.<sup>1</sup>

En cuanto al efecto de la salinidad sobre los suelos, cuando las sales migran a través de suelos con contenido de arcillas minerales, los iones diferentes del sodio presentes en las arcillas (potasio, calcio y magnesio) pueden ser removidos y reemplazados por el sodio proveniente del agua producida.<sup>1</sup> Esto resulta en un proceso electro-químico denominado dispersión, el cual causa que las partículas de arcillas en los suelos se repelan unas a otras, se desplacen y obstruyan los macroporos del suelo. Este tipo de suelos dispersos tienen una baja permeabilidad, además las fuerzas repulsivas que actúan sobre las partículas de suelo reducen su cohesión y lo hacen susceptible a la erosión.<sup>1</sup>

## **7.9 MATERIALES RADIATIVOS NATURALES (NORM)**

Los NORM son originarios de las formaciones geológicas y pueden ser llevados a la superficie junto con el agua producida. Los compuestos NORM más abundantes en el agua producida son el Radio-226 (<sup>226</sup>Ra) y el Radio-228 (<sup>228</sup>Ra), los cuales se derivan de la desintegración radiactiva del uranio y el torio asociados con ciertas rocas y arcillas en los yacimientos de hidrocarburos.<sup>19,20</sup>

Los cambios de temperatura, a medida que el agua se aproxima a la superficie, hacen que los elementos radiactivos precipiten (por ejemplo, con sulfato de bario)<sup>19</sup>, pasando a formar parte de las incrustaciones y lodos que posteriormente se acumulan en los sistemas de separación del agua durante la etapa de producción. Como ejemplo del nivel de radiación en las aguas de producción se encuentran los yacimientos del Mar del Norte, en donde se han medido concentraciones en las aguas de producción desde 0.23 hasta 14.7 Bq/L.<sup>20</sup> Así mismo, en otros campos se han detectado concentraciones de radiación hasta de 21 Bq/L de <sup>228</sup>Ra.<sup>19</sup>

### 7.10 GASES DISUELTOS

Los gases disueltos que se presentan en mayor concentración en las aguas producidas son el dióxido de carbono, el oxígeno y el sulfuro de hidrógeno. Su procedencia puede ser de origen natural debido a la actividad microbiológica o por las reacciones químicas que suceden en el agua producida.<sup>19</sup>

## 8. PRACTICAS PARA EL MANEJO DEL AGUA PRODUCIDA

En la industria de explotación de hidrocarburos se practica una jerarquía de 3 etapas para el manejo del agua producida, con el fin de promover el uso de opciones que conllevan menores impactos significativos sobre el ambiente, por encima de aquellas con impactos más significativos, como se lista a continuación:<sup>5</sup>

1. El empleo de tecnologías para minimizar el volumen del agua producida extraída de la formación (reducción en la fuente).
2. La reutilización (previo tratamiento para garantizar la calidad según el uso) y reciclado del agua producida (reinyección del agua producida, previo tratamiento para garantizar las condiciones óptimas de reinyección).
3. Finalmente, si ninguna de las anteriores es viable, la disposición final al ambiente en el área de operación, como vertimiento en cuerpos de agua receptores (previo tratamiento para garantizar las regulaciones ambientales locales para vertimientos).

La primera consideración para el manejo del agua producida debería ser el reducir al máximo posible la cantidad de agua que es extraída junto con el crudo y el gas. La minimización involucra la adopción de tecnologías para reducir la cantidad de agua producida durante el proceso de extracción de hidrocarburos. Algunas de las tecnologías que se usan en este proceso incluyen opciones para impedir el ingreso de agua hacia los pozos, tales como los dispositivos de bloqueo mecánicos y los aditivos químicos para el control del agua; y opciones para impedir que el agua llegue a la superficie, entre las que se incluyen el completamiento dual de pozos y los separadores down-hole aceite/agua y gas/agua.<sup>5</sup>

Cuando esta minimización no es posible o no es del todo satisfactoria, una gran cantidad de agua producida puede ser llevada a la superficie, por lo cual el siguiente paso que debería adoptarse corresponde al análisis de calidad del agua, para determinar el tipo de contaminantes presentes y sus concentraciones. Estos resultados permitirán determinar los métodos de tratamiento apropiados según el destino que se le dé al agua producida, luego de alcanzar la superficie.<sup>5</sup>

Cuando el agua producida se encuentra en superficie es necesario decidir cuál será su manejo. Para ello se deben realizar estudios de viabilidad técnica y económica para determinar si el agua puede ser reutilizada en procesos de aprovechamiento (manejo en superficie) o reciclada mediante la reinyección al subsuelo.<sup>5</sup>

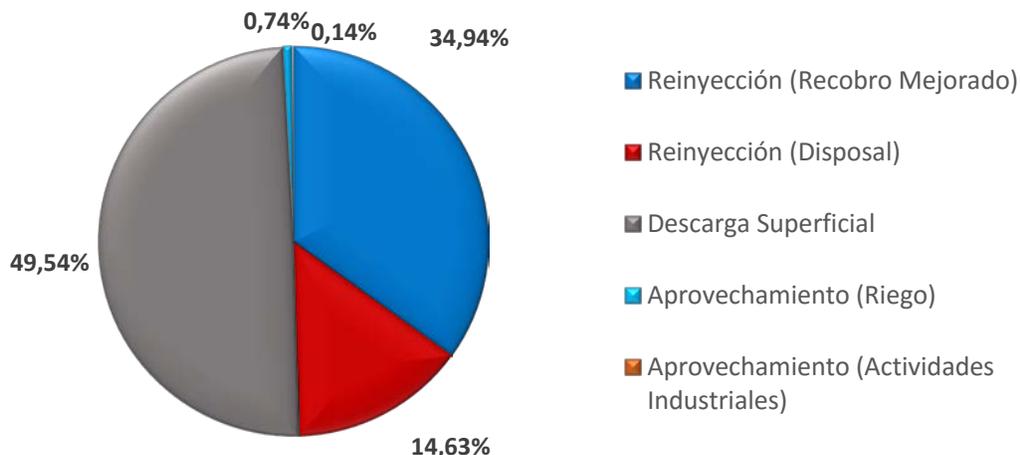
En todo caso, ambas prácticas implican el tratamiento sistemático del agua para obtener la calidad adecuada; sin embargo difieren principalmente en que el tratamiento del AP para manejo en superficie tendrá como resultado un efluente de agua tratada de mayor calidad y otro de agua residual concentrada, la cual deberá gestionarse igualmente en superficie de forma especial.<sup>17</sup>

Finalmente, si ninguna de las anteriores prácticas es viable, las industrias optan por realizar la descarga del agua producida al ambiente en el área de operaciones; siendo en ocasiones una de las prácticas preferidas por las empresas de explotación de hidrocarburos, debido a que involucra unos costos de transporte y tratamiento más bajos. No obstante es necesario tomar todas las precauciones necesarias del caso (especialmente el cumplimiento de las regulaciones ambientales locales), debido a que los impactos ambientales de las descargas tienen un mayor alcance a causa de los grandes volúmenes de agua que requieren ser vertidos y la gran extensión de áreas que pueden verse afectadas.<sup>5</sup>

En cuanto al uso del agua producida en Colombia, por ejemplo, la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol) reporta en su informe anual integrado de gestión sostenible 2015, que un total de  $21.21 \times 10^6 \text{ m}^3$  fueron dispuestos mediante reinyección a pozos,  $50.65 \times 10^6 \text{ m}^3$  fueron reinyectados para recobro mejorado,  $1.075 \times 10^6 \text{ m}^3$  fueron aprovechados para riego, y  $0.21 \times 10^6 \text{ m}^3$  fueron utilizados en actividades industriales (preparación de lodos de perforación, mantenimiento de pozos y sistemas contraincendios), mientras que  $71.81 \times 10^6 \text{ m}^3$  fueron vertidas a fuentes superficiales, suelos, alcantarillado o entregadas a gestores.

El siguiente gráfico muestra el análisis porcentual de las prácticas para manejo del agua producida realizadas por Ecopetrol durante el periodo 2015, en el cual se evidencia la descarga superficial como la práctica más empleada.

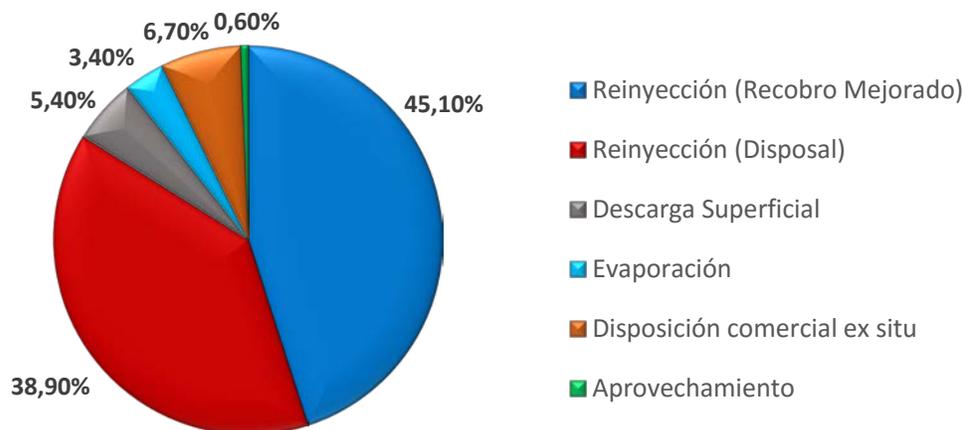
Figura 1. Porcentaje de prácticas de manejo del AP en Ecopetrol durante el año 2015



Fuente Ecopetrol S.A. Reporte Integrado de Gestión Sostenible. 2015

En comparativa, se muestra el siguiente gráfico, el cual corresponde a un análisis porcentual de las prácticas para manejo de las aguas producidas durante en el año 2012 en los Estados Unidos, pudiéndose evidenciar notoriamente la reinyección como la práctica más utilizada.

Figura 2. Porcentaje de prácticas de manejo del AP en los EEUU durante el año 2012



Fuente Clark, C.; Veil, J. U.S. Produced Water Volumes and Management Practices. 2015.

Si bien la práctica de reinyección a pozos se ha venido desarrollando en forma creciente en Colombia, empresas como Ecopetrol aun realizan el vertimiento de cerca del 50% de sus efluentes industriales asociados al agua producida, a corte del año 2015. En comparativa, esta práctica en los Estados Unidos, para el año 2012, fue de solo el 5.4%. Lo anterior evidencia la necesidad en Colombia de migrar en forma acelerada hacia la práctica de reinyección, con el fin de reducir significativamente los impactos ambientales en superficie causados por la industria del petróleo.

A continuación se describen las prácticas más comunes en el sector hidrocarburos, para la reutilización (manejo superficial) y reciclado (reinyección al subsuelo) del agua producida:

## **8.1 MANEJO SUPERFICIAL DEL AGUA PRODUCIDA**

Incluye todas las prácticas en donde el agua es tratada en superficie y descargada directamente sobre cuerpos de agua, embalses, o sobre el suelo para su aprovechamiento. Una vez el agua producida es traída a la superficie, pueden aplicársele una serie de técnicas, procesos o aprovechamientos para optimizar el manejo del agua y reducir los costos de operación asociados.<sup>17</sup> Esto siempre y cuando la calidad del agua después del tratamiento cumpla con las regulaciones locales para tales usos.

Algunas de las principales prácticas al respecto son las siguientes:

**8.1.1 Descarga superficial.**<sup>17</sup> Involucra la descarga del agua producida sobre la superficie del suelo o sobre un cuerpo de agua. Es una opción que permite incrementar el flujo de agua en una corriente, de esta forma se pueden mejorar las zonas de riveras y proveer del recurso para el uso agrícola. No obstante, la descarga superficial debe manejarse con sumo cuidado para el cumplimiento de las especificaciones de calidad del agua locales y para evitar la erosión excesiva del suelo. Por tanto, la cantidad de agua producida a descargar en superficie dependerá de las características existentes del cuerpo de agua y de la calidad del agua producida.

La aplicabilidad de esta práctica incluye: la descarga a cuerpos de agua, la descarga al suelo con posibilidad de infiltración hacia aguas superficiales y subsuperficiales, y la descarga al suelo con posibilidad de escorrentía hacia fuentes superficiales de agua.

De igual forma estas descargas superficiales pueden ser manejadas a través de procesos de evaporación e infiltración al subsuelo. Debido a que el agua infiltrada que alcanza un acuífero somero, migrará eventualmente a la superficie, lo cual permitiría a los operadores descargar volúmenes significativos de agua, que puede permanecer disponibles para un uso benéfico con impactos ambientales mínimos.

La normativa ambiental en Colombia considera este tipo de práctica como un vertimiento, por lo cual, la calidad del agua a descargar debe cumplir con lo establecido en el Decreto 3930 de 2010. De igual forma, la calidad del agua para vertimiento a un cuerpo de agua receptor debe cumplir con los límites establecidos en la Resolución 631 de 2015.

**8.1.2 Piscinas de contención.** Una piscina de contención es una excavación o un área rodeada por un dique usado comúnmente para el tratamiento, almacenamiento o disposición de residuos líquidos. Deben ser construidas en suelos de baja permeabilidad para impedir la pérdida de fluidos hacia el subsuelo por infiltración o percolación.<sup>17</sup>

Las piscinas de contención pueden usarse como una práctica opcional para el manejo del agua producida por parte de las empresas operadoras durante el desarrollo de los campos, o simplemente utilizarse durante las actividades de perforación.<sup>17</sup>

Su utilización permite una variedad de opciones; para los estados Unidos, por ejemplo, se incluyen la evaporación y/o infiltración, el almacenamiento previo a otras actividades como la reinyección o irrigación, o para aprovechamiento como estanques de peces, abrevaderos para vida salvaje y ganadería, así como estanques recreativos.<sup>17</sup> Sin embargo, en Colombia, la utilización de las aguas residuales tratadas está limitado solamente al uso agrícola (riego) e industrial (refrigeración, riego de vías, contraincendios, entre otros.) conforme al Artículo 6° de la Resolución 1207 de 2014.<sup>23</sup>

Estas piscinas pueden ser desarrollada en cualquier área siempre y cuando se cuente con el espacio suficiente disponible para su construcción y la calidad del agua producida así lo permita (cumplimiento de las regulaciones locales para el uso específico).<sup>17</sup>

**8.1.3 Evaporación y aireación.**<sup>17</sup> Los estanques para evaporación son usualmente piscinas confinadas diseñadas para el almacenamiento del agua en superficie, permitiendo que ocurran los procesos evaporíticos naturales, que conllevan al desplazamiento de las moléculas de agua hacia la atmósfera. A medida que ocurre este proceso, el agua remanente en el estanque incrementa su concentración de sólidos disueltos totales (SDT), convirtiéndose en una salmuera que debe ser manejada en forma especial.

El proceso de evaporación-aireación es aplicable en zonas áridas en donde el promedio anual de lluvias es relativamente bajo y el de evaporación es relativamente elevado. Si el estanque se diseña solo para evaporación (sin contemplar el proceso de infiltración), entonces será un estanque de baja profundidad que maximice el área superficial para incrementar la tasa de evaporación. Otra forma de incrementar esta tasa, es la aireación; si se trata de aireación natural se deberá escoger una zona con vientos elevados y vegetación periférica de bajo porte (para facilitar la circulación del viento), de lo contrario, se podría realizar una recirculación artificial del agua en el estanque mediante un sistema de bombeo y aspersores.

**8.1.4 Abrevaderos para vida salvaje y ganadería.**<sup>17</sup> Son pequeños embalses de agua confinados, utilizados para el sustento de animales salvajes o ganadería en zonas áridas o de sequías prolongadas, siempre y cuando la calidad del agua sea la adecuada y satisfaga las regulaciones locales. Existen muchos tipos de instalaciones con este fin, sin embargo deben seleccionarse de forma que se adapten en la mejor medida a las necesidades específicas, tanto del ecosistema como de los propietarios de la fauna (si es el caso).

Esta práctica se ha aplicado en los Estados Unidos. Concretamente, existe un caso de éxito denominado *Custer Lake* en el campo de explotación de hidrocarburos *Oregon Basin*, ubicado en el estado de Wyoming. En donde se descargan  $3.0 \times 10^4$  bbl de agua producida tratada por día, en un lago que normalmente solo se forma durante la estación de lluvias, estimulando de esta forma el florecimiento de la fauna en la zona. No obstante, en Colombia, el uso de agua producida tratada para abrevaderos no está considerada en el Artículo 6° de la Resolución 1207 de 2014, en donde se establecen los usos para el agua residual tratada en el país.

**8.1.5 Irrigación y aplicación al suelo.**<sup>17</sup> Esta opción involucra tanto la descarga de agua producida sin tratamiento directamente a la superficie (cuando la calidad del agua proveniente de la formación es óptima -agua dulce-), como la descarga del agua previamente tratada para el cumplimiento de las regulaciones mínimas que permitan su aplicación sobre el suelo.

Bajo esta forma de manejo, el agua puede ser descargada sobre los campos o pastizales con el fin de promover el desarrollo de las plantas, y disponer el agua a través de los procesos de evaporación, transpiración a través del tejido vegetal, e infiltración al suelo.

No obstante, factores como la calidad del agua producida, los usos actuales del suelo, los planes futuros para el uso del suelo, el tipo de suelo, la cobertura vegetal, la normativa ambiental local, entre otros, pueden afectar la viabilidad de realizar la irrigación superficial. Por ejemplo, en el caso Colombiano, el Decreto 3930 de 2010 considera la descarga de agua residual al suelo como un vertimiento, por tanto esta práctica debe dar cumplimiento a todas las regulaciones en este sentido. Para el caso de la irrigación, los Artículos 6° y 7° de la Resolución 1207 de 2014, establecen los usos posibles en este sentido y los criterios de calidad que deberá cumplir el agua, respectivamente.

**8.1.6 Usos industriales.**<sup>17</sup> Existen varias aplicaciones industriales para el manejo del agua producida, las cuales depende de las condiciones específicas del sitio (incluyendo las regulaciones legales) así como de su viabilidad económica. En Colombia, por ejemplo, la utilización a nivel industrial del agua residual tratada, está limitado a los siguientes usos (Artículo 6°, Resolución 1207 de 2014):

- Intercambio de calor en torres de enfriamiento y en calderas
- Descarga de aparatos sanitarios
- Limpieza mecánica de vías
- Riego de vías para el control de material particulado
- Sistemas de redes contraincendios.

A continuación se describen algunas de las prácticas más utilizadas en la industrial de explotación de hidrocarburos a nivel internacional, entre las cuales se incluyen algunas aplicables en el país:

**8.1.6.1 Operaciones para la explotación de crudo y gas.**<sup>17</sup> El agua de producción puede ser utilizada con múltiples propósitos en la industria del petróleo. Algunos usos como el lavado de vehículos pesados, el completamiento de pozos, y el uso de agua para fracturación hidráulica, pueden no requerir un agua producida de alta calidad. Esto puede permitir a los operadores reducir los costos de disposición del agua producida y eliminar los costos de adquisición del agua requerida en la operación.

**8.1.6.2 Agua para refrigeración de generadores y compresores.**<sup>17</sup> Las plantas generadoras de energía eléctrica y los compresores de gas, pueden requerir un elevado volumen de agua para enfriamiento. Por consiguiente, la abundancia de agua producida durante el desarrollo de campos petroleros puede utilizarse como una alternativa razonable para el enfriamiento de estos motores. No obstante, existen muchos inconvenientes técnicos, entre los que se encuentran la calidad química del agua, su cantidad disponible, las necesidades de tratamiento previo del agua, la distancia entre la zona de producción de agua y la zona de uso, el transporte del agua y la disponibilidad de la misma en el tiempo.

Esta es una de las prácticas consideradas en el Artículo 6° de la Resolución 1207 de 2014, por lo cual puede ser aplicada por las empresas operadoras en Colombia, siempre y cuando se dé cumplimiento a los demás requerimientos establecidos en dicha resolución.

**8.1.6.3 Generación de energía geotérmica.**<sup>17</sup> El agua producida que proviene con una temperatura superior a los 102 °F (102 °C), puede ser utilizada para la generación económica de energía eléctrica. La cual puede ser utilizada para suplir las necesidades de la operación o puede ser vendida hacia una red de distribución local. La cantidad de energía generada está determinada por el volumen diario de agua producida, y por la temperatura a la que se encuentra el agua cuando alcanza la superficie. Para este proceso una planta de generación puede requerir al menos  $1.5 \times 10^4$  bbl de agua por día, con una temperatura mínima de 215 °F.

**8.1.6.4 Supresión de polvo.**<sup>17</sup> La calidad del aire en algunos sectores industriales se ve fuertemente afectada por la propagación de material particulado asociado al polvo, que en ocasiones es tan fuerte que requiere de medidas drásticas como la restricción temporal de algunas actividades.

Una de las principales causas corresponde al tráfico pesado sobre vías no pavimentadas. Por lo cual la demanda de agua requerida para la supresión de polvo puede suplirse con agua de producción dependiendo de su viabilidad económica y legal, y por supuesto, de la calidad del agua producida. De igual forma, esta agua puede ser utilizada mediante otras alternativas como el lavado de camiones y maquinaria pesada.

Esta es una de las prácticas consideradas en el Artículo 6° de la Resolución 1207 de 2014, por lo cual puede ser aplicada por las empresas operadoras en Colombia, siempre y cuando se dé cumplimiento a los demás requerimientos establecidos en dicha resolución.

**8.1.6.5 Sistemas contra incendio.**<sup>5</sup> Los incendios se producen con mayor frecuencia durante las estaciones más secas del año, especialmente en las áreas que experimentan condiciones de intensa sequía. En muchas áreas de operaciones petroleras, solo se encuentran disponibles cantidades limitadas de aguas superficiales y subterráneas para el control de incendios en dichas áreas.

Por tanto, el agua producida puede ser considerada como una alternativa en este sentido, aunque su aplicación en grandes volúmenes pueda tener un impacto negativo en los suelos; no obstante, este impacto será menos devastador que el producido por un gran incendio.

Esta práctica también se considerada en el Artículo 6° de la Resolución 1207 de 2014, y puede ser aplicada en Colombia, siempre y cuando se dé cumplimiento a los demás requerimientos establecidos en dicha resolución.

**8.1.7 Operaciones Concentradas de Alimentación Animal (CAFO – Concentrated Animal Feeding Operations).**<sup>17</sup> El uso de agua producida tratada como abrevadero para animales es uno de los usos más comunes para aprovechamiento en los Estados Unidos. En algunas granjas el uso de agua para abrevaderos es de una cuantía mínima en comparación con los volúmenes de agua producida, sin embargo, en las operaciones concentradas de alimentación animal, en donde se confina y alimenta un gran número de individuos, se pueden requerir volúmenes importantes de agua producida.

El uso de agua para estos fines incluye el consumo animal, la irrigación de pastizales, la limpieza y el manejo de residuos. Por tanto, es la calidad del agua producida la principal limitante para este fin, así como el medio de transporte requerido para hacer llegar el agua hacia las granjas.

No obstante, esta práctica no se considerada en el Artículo 6° de la Resolución 1207 de 2014, en donde se relacionan los usos posibles para las aguas residuales tratadas en Colombia.

## **8.2 REINYECCIÓN DE AGUA PRODUCIDA AL SUBSUELO**

La reinyección involucra el reciclado del agua producida dentro de los procesos de extracción de hidrocarburos. La mayoría del agua es reinyectada para mantener la presión de la formación y para conducir hidráulicamente el crudo hacia los pozos productores. A esta práctica se le denomina recobro mejorado, inundación con agua, o inundación con vapor (si el agua es calentada para producir vapor)<sup>5</sup>, el cual se considera como el método de recobro secundario más eficiente, ya que permite recuperar un buen porcentaje del hidrocarburo residual que ha quedado sin extraer, como consecuencia del agotamiento natural de la energía en el yacimiento.<sup>24</sup>

En este contexto el agua producida se convierte en un recurso, en lugar de un residuo. Así mismo, se convierte en una alternativa que contribuye a la conservación de las fuentes de agua, debido a que las empresas operadoras no van a requerir el suministro de fuentes de agua superficial o subterránea para el proceso.<sup>5</sup>

Si la alternativa de recobro mejorado no es una operación técnicamente viable, se deberá optar por la disposición del agua producida mediante reinyección en pozos profundos. Esta es una alternativa muy popular en los Estados Unidos y Canadá, además muchos de estos pozos son de propiedad privada y se operan de forma comercial.<sup>8</sup> En Colombia la reinyección es una tecnología emergente que ha cobrado fuerza en los últimos años, reemplazando en forma creciente el vertimiento hacia fuentes superficiales.

La confiabilidad para reinyectar agua al subsuelo como un método para el manejo del agua producida, involucra una serie de consideraciones técnicas que incluyen:<sup>17</sup>

- Idoneidad de la formación. Seleccionar una zona de inyección adecuada debe considerar las características del reservorio, su profundidad, la ubicación de pozos productivos y acuíferos importantes cercanos, fallas geológicas, las condiciones de los pozos activos y abandonados en el área, al igual que todas las demás perforaciones artificiales desarrolladas.
- Aislamiento. La formación receptora debe estar separada tanto vertical como horizontalmente de cualquier fuente subterránea de agua para consumo humano (USDW). De igual forma se debe garantizar que el pozo este equipado de tal forma que evite el flujo hacia zonas donde no está permitida la reinyección.

Es importante considerar la geología de la formación receptora en países como Colombia, debido a que sus múltiples accidentes geográficos pueden dificultar este aislamiento.

- Porosidad. Se entiende como el porcentaje de aberturas en un material consolidado o no consolidado. Las rocas de reservorios de hidrocarburos deben tener un porcentaje de porosidad alto, mientras que las rocas de confinación o aislantes de la formación deben ser de una muy baja porosidad.
- Permeabilidad. Un reservorio debe tener una permeabilidad lo suficiente alta como para permitir el movimiento del fluido. Las rocas de confinamiento deben tener una permeabilidad muy baja de forma que actúen como sellos para las zonas con movimiento de fluidos.
- Capacidad de almacenamiento. La capacidad de almacenamiento de una unidad geológica se puede estimar con un enfoque simple, estimando el volumen de poro de toda la zona de inyección.
- Presión del reservorio. Puede limitar la tasa a la cual el fluido es reinyectado, así como, limitar el volumen total de fluido reinyectado. Una reinyección técnicamente confiable debe ser suficiente para mantener la tasa necesaria para el operador, sin exceder la presión de fractura de la zona confinada.

- Calidad del agua. Las características químicas y de calidad el agua a reinyectar, así como de la formación receptora, determinan el tipo de reinyección a utilizar. La compatibilidad química de ambos fluidos, juega un papel importante en la confiabilidad del plan de inyección.<sup>17,24</sup> No obstante, si se detecta alguna incompatibilidad se puede optar por una adición de químicos que inhiban las reacciones no deseadas.<sup>17</sup>

Así mismo, en todo proceso de reinyección se debe realizar el análisis de las propiedades del yacimiento para planificar muy bien este proceso, debido a que el fluido a inyectar puede presentar diversas reacciones con el entorno del yacimiento. De esta forma se pueden determinar los valores y factores para los cuales la reinyección será óptima.<sup>25</sup>

Un ejemplo claro de la importancia de estos análisis de compatibilidad, es la formación de incrustaciones en los pozos inyectoros debido la mezcla de dos o más aguas producidas incompatibles. Si se mantiene un mismo tipo de agua, el sistema puede ser estable y posiblemente no presentar incrustaciones; sin embargo, si son mezcladas (aguas producidas de diferentes formaciones o provenientes de diferentes procesos), las reacciones de los iones disueltos en cada agua pueden producir insolubilidad, hinchamiento de las arcillas y aumentos de presión. Cuando esto ocurre, se considera que las aguas son incompatibles.<sup>25</sup>

Este problema de incompatibilidad se puede presentar también durante la reinyección, cuando el agua a reinyectar no es compatible con el agua en la formación receptora, pudiendo generar el taponamiento de los pozos inyectoros.<sup>25</sup>

Otra de las consideraciones respecto a la reinyección, son los mecanismos de daño potencial que se pueden presentar durante dicho proceso, los cuales comprenden:<sup>24</sup>

- El daño mecánico inducido por la Inyección de sólidos, y la migración y posterior depositación de minerales de tamaño fino.
- Las Interacciones roca-fluido como el hinchamiento de arcillas, defloculación de arcillas, disolución de la formación y adsorción química.
- Los efectos sobre las permeabilidades relativas, tales como el entrapamiento del crudo espumoso y del gas libre.
- El daño biológico, causado por el crecimiento excesivo de bacterias.

- Y las Interacciones agua inyectada / agua de formación, tales como la formación de incrustaciones insolubles, la formación de emulsiones, y la precipitación y posterior depositación de ceras y asfaltenos.

**8.2.1 Reinyección de agua producida en Colombia.** Es importante aclarar que el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en Colombia define el proceso de inyección al subsuelo de agua producida durante las operaciones de explotación de hidrocarburos como “Reinyección”; por el contrario, cuando se trata de inyección de agua proveniente de fuentes superficiales o subterráneas no asociadas con la producción de hidrocarburos, el proceso es denominado como “Inyección”.<sup>26</sup>

La reinyección de aguas producidas en Colombia, se ha desarrollado en dos categorías: la reinyección para recobro mejorado (EOR) y la reinyección *disposal*.<sup>27,28</sup> En ambos casos, estos pozos son denominados pozos inyectoros y deben cumplir con una serie de requisitos para este uso, establecidos en el Artículo 15° de la Resolución 90341 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía.

En cuanto a los requerimientos técnicos de los pozos inyectoros, sus revestimientos conductor y superficial deben estar cementados hasta la superficie y el revestimiento superficial debe estar cementado mínimo ciento cincuenta (150) pies por debajo del acuífero aprovechable para consumo humano más profundo encontrado. La prueba de integridad de estos revestimientos debe ser a una presión igual a la presión máxima de inyección alcanzable, o como mínimo a una presión de 300 psi durante 15 minutos con una caída de presión no superior al 5%.<sup>29</sup>

Adicionalmente, se debe garantizar que la formación geológica objetivo cuente con características geológicas tales, que restrinjan la migración de fluidos hacia acuíferos que sean aprovechables para el consumo humano, o hacia otras formaciones. Así mismo, se deberán considerar las fallas geológicas identificables y la evidencia histórica de sismicidad dentro de 16 km del pozo inyector, esto debido a que si la distancia a una falla activa mayor identificada, potencialmente peligrosa, es menor al doble de la profundidad del pozo inyector, no se permitirá la reinyección.<sup>29</sup>

También deben tenerse en cuenta la ubicación y profundidad de pozos construidos para extracción de agua utilizada por comunidades y de los pozos de hidrocarburos (activos, inactivos y abandonados) en un radio de 3.2 km del pozo inyector.<sup>29</sup>

En cuanto a los límites de operación de estos pozos, la presión de inyección en cabeza de pozo debe garantizar que no se generen nuevas fracturas o se propaguen las existentes en las zonas adyacentes a los acuíferos aprovechables para consumo humano, por consiguiente, esta presión no deberá ser mayor al 90% de la presión de fractura de la formación.<sup>29</sup>

**8.2.2 Reinyección de agua producida en Estados Unidos.** Respecto a la reinyección a pozos, en los Estados Unidos la *Environmental Protection Agency (U.S. EPA)* clasifica los pozos inyectoros en cinco diferentes categorías, de las cuales tres son aplicables al manejo del agua producida, en los procesos de explotación de hidrocarburos.<sup>17</sup> A continuación se describen las características de estos pozos inyectoros:

**Pozos Inyectoros Clase I.**<sup>17</sup> Son pozos tecnológicamente sofisticados que inyectan enormes volúmenes de residuos peligrosos y no peligrosos a las profundidades del suelo, en donde se encuentran formaciones aisladas de roca, separadas de las más profundas fuentes subterráneas de agua para consumo (*Underground Source of Drinking Water – USDW*, por sus siglas en inglés) por capas de roca y arcilla impermeables. La distancia mínima de separación entre la formación y una USDW debe ser de un cuarto de milla (400 m Aprox.). En cuanto a la profundidad, pueden oscilar entre los 1700 y los  $1.2 \times 10^4$  pies, sin embargo esta profundidad es variable, y depende de la proximidad a una USDW, así como, de la profundidad de la formación misma.

Los pozos de inyección Clase I pueden ser clasificados como Peligrosos o No Peligrosos dependiente del tipo de residuo que se le inyecta. Son utilizados generalmente en la industria del refinamiento de hidrocarburos, la producción de metales, la producción de químicos, la producción de farmacéuticos, la disposición de residuos con fines comerciales, y la disposición de residuos municipales.

El uso de estos pozos para el manejo de agua producida ha tenido una aplicabilidad limitada en la industria del petróleo. No obstante, en ocasiones se puede requerir su uso, especialmente en casos tales como la disposición de efluentes de agua producida reutilizados para fines industriales, o para la disposición de flujos de aguas residuales concentradas producto de ciertas tecnologías para el tratamiento del agua como: Osmosis inversa, intercambio iónico, destilación, entre otros.

**Pozos Inyectores Clase II.** Son pozos utilizados para disposición o para recobro mejorado a profundidades por debajo de cualquier USDW. Comúnmente son utilizados para el manejo de agua producida en operaciones de explotación de hidrocarburos convencionales, en donde las empresas operadoras suelen reinyectar fluidos asociados con la producción de crudo y gas.<sup>17</sup>

Aquellos pozos Clase II, que siguen todos los estándares federales de construcción establecidos por la U.S. EPA, suelen ser muy similares a los pozos Clase I. Estos pozos pueden ser clasificados como pozos para disposición (Clase IID) o como pozos de recobro mejorado (Clase IIR). Estos últimos, son lo más usados para la inyección de agua de producción en los Estados Unidos. En cuanto a los pozos para disposición o pozos *Disposal*, son utilizados para la reinyección de los excesos de agua de producción y de otras actividades relacionadas directamente con la producción.<sup>17</sup>

Un amplio rango de calidad del agua de producción, en términos de Sólidos Disueltos Totales (SDT), puede ser reinyectado en pozos clase II. No obstante, aguas de buena calidad con SDT menores a  $1.0 \times 10^4$  mg/L pueden no ser razonables para reinyección en estos pozos, puesto que se desperdiciaría el recurso, pudiendo hacerse un aprovechamiento del mismo.<sup>17</sup>

Los pozos Clase IIR (para recobro mejorado) consisten en un número determinado de pozos inyectores dentro de un campo, coordinados para el desplazamiento del crudo remanente en las formaciones objetivo, hacia pozos de producción en el mismo campo. El objetivo de esta práctica es mantener la energía de la formación para conducir mayor crudo hacia los pozos productivos. El agua inyectada puede ser agua producida en el mismo campo, o puede tratarse de agua obtenida de otras fuentes.<sup>17</sup>

Otros de los potenciales significativos del recobro mejorado es su elevada capacidad para el almacenamiento seguro de dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), esta práctica es conocida como Inyección de Agua Carbonatada (CWI). Se ha podido demostrar experimentalmente que cerca del 50% del  $\text{CO}_2$  inyectado mediante CWI puede ser almacenado en la formación a través del mecanismo de solubilidad, el cual se considera el mecanismo más seguro para almacenamiento geológico de  $\text{CO}_2$ . Esto representa una ventaja significativa por encima de la inyección de  $\text{CO}_2$  convencional, en donde este permanece dentro de la formación como una fase libre.<sup>30</sup>

Los pozos Clase IID (Para disposición) son utilizados para la reinyección a reservorios con contenido de sólidos suspendidos totales mayor a  $1.0 \times 10^4$  mg/L. Si los reservorios no cuentan con esta característica y por tanto su valor es inferior, deberán solicitar una exoneración por parte de la U.S. EPA para este proceso.<sup>17</sup>

Un ejemplo de estas exoneraciones lo comprenden pozos con profundidades mayores a los  $1.0 \times 10^4$  pies, debido a su inviabilidad económica para utilizarla como fuente subterránea de agua para consumo (USDW), tanto por el costo del levantamiento como del tratamiento.<sup>17</sup>

**Inyección a pozos Clase V.**<sup>17</sup> Son pozos de inyección que no están incluidos en las demás categorías (I, II, III, IV). Generalmente son de construcción simple por lo cual proveen muy poca o ninguna protección frente a la contaminación de fuentes subterráneas de agua, por esta razón deben ser muy controlados en cuanto al tipo de fluido a inyectar.

Por consiguiente, son pozos someros utilizados para inyectar residuos no peligrosos justo debajo de la capa superficial del suelo. Algunos ejemplos en esta categoría, utilizados para el manejo de agua producida (de alta calidad), son:

**Irrigación por Goteo Subsuperficial (*SDI: Subsurface Drip Irrigation*).**<sup>17</sup> La SDI Puede proveer agua a cultivos por medio de un sistema de mangueras y tuberías enterradas en forma de red, dentro de la zona de raíces de los cultivos. Este proceso permite incrementar la productividad del cultivo, sin los efectos ambientales negativos de la lixiviación o la escorrentía.

La irrigación es una práctica que permite un uso benéfico del agua producida, dependiendo de la calidad química de la misma, la cual debe ser compatible con las condiciones del suelo y del cultivo. En muchos suelos áridos, con problemas de compactación, dispersión o acumulación de sales en las zonas de raíces, la SDI permite el ingreso de agua por debajo de la superficie del suelo, directamente hacia la zona de raíces, evitando estos problemas.

**Recarga y Recuperación de Acuíferos (ASR: Aquifer Storage and Recovery).**<sup>17</sup> Este tipo de inyección utiliza perforaciones realizadas dentro de formaciones poco profundas, clasificadas como fuentes subterráneas de agua para consumo (UDSW), a las cuales se inyecta el agua producida para reabastecer los acuíferos agotados que pudieron haber experimentado años de bombeo para suministro doméstico o municipal, o bien que pertenecer a zonas donde el suministro de agua se ve fuertemente impactado por temporadas de sequía.

Al agua producida inyectada en esta práctica debe tener una calidad química tal que permita su uso para los mismos fines del acuífero, por tanto sus características deberán ser similares. De no cumplir de forma natural con lo anterior, se debe optar por un sistema de tratamiento que permita lograr ese nivel de calidad.

Es importante resaltar que para el caso de Colombia, las tecnologías SDI y ASR, no son aplicables debido a que no se contemplan entre las posibles prácticas para el uso de las aguas residuales tratadas establecidas en el Artículo 6° de la Resolución 1207 de 2014, sin embargo, si existen experiencias de la aplicación de estas tecnologías en los Estados Unidos.

## 9. TECNOLOGÍAS PARA EL TRATAMIENTO DEL AGUA PRODUCIDA

En este sentido las industrias del sector hidrocarburos, han investigado y desarrollado procesos de tratamiento físico, químico y biológico para el agua producida. No obstante, la elevada salinidad (expresada como SDT) del agua producida, el costo de inversión, la demanda de aditivos químicos, la necesidad de espacio para su construcción, los residuos generados en el tratamiento (sedimentos y salmueras) y la limitada remoción en algunos casos de compuestos orgánicos pueden ser limitantes para implementar satisfactoriamente muchas de estas tecnologías.<sup>31</sup>

El manejo adecuado del agua producida, a un costo razonable, puede llevarse a cabo seleccionando apropiadamente las tecnologías a utilizar, lo cual va a depender enteramente de la calidad del agua producida, del destino que se tenga planeado para la misma y de las regulaciones ambientales locales.

A continuación se describen las principales tecnologías utilizadas en el sector hidrocarburos para el tratamiento del agua producida:

### 9.1 REMOCIÓN DE GRASAS Y ACEITES (DE-OILING)

La remoción de grasas y aceites en el agua producida incluye tanto el aceite libre, como el aceite disperso (en forma de pequeñas gotas) y el aceite emulsionado. El método de remoción dependerá del uso que se dará al agua tratada, así como, de la composición del aceite en el agua.<sup>32</sup>

Así mismo, es importante considerar para este proceso que cuando las gotas de aceite tienen un diámetro mayor a 0.5 micras se rigen por la ley de Stokes, por lo cual cuanto más grande es el diámetro de la gota, mayor será la tendencia a separarse y flotar.<sup>33,34</sup> Sin embargo, si el tamaño de la gota es muy pequeño, la velocidad de sedimentación será prácticamente inapreciable en un largo periodo de tiempo; por consiguiente se puede acelerar la sedimentación de las gotas por medio del aumento de sus dimensiones o incrementando la diferencia entre las densidades del agua y el aceite, o bien disminuyendo la viscosidad del aceite crudo.<sup>34</sup>

La siguiente tabla muestra las tecnologías de mejor desempeño en comparación con el tamaño de la partícula a remover (gota de aceite):

Tabla 02. Tecnologías para la remoción de grasas y aceites según el tamaño de partícula

Tecnología para la remoción de aceite	Tamaño mínimo de partícula removida (micras)
Separador API	150
Separador de placas corrugadas	40
Flotación por gas inducido (sin floculantes)	25
Flotación por gas inducido (con floculantes)	3 - 15
Hidrociclón	10 - 15
Coalescedor de malla	5
Lecho filtrante	5
Centrifuga	2
Membrana filtrante	0.01
Fuente Arthur, J.; Langhus, B.; Patel, C. Technical Summary of Oil & Gas Produced Water Treatment Technologies. All Consult. LLC. 2005.	

**9.1.1 Separador API.** Este tipo de separador por gravedad, es el más utilizado en la industria del petróleo. Consiste en una estructura a través de la cual el agua aceitosa fluye lentamente para dar el tiempo necesario a las gotas de aceite de ascender a la superficie hasta unirse a la película aceitosa sobrenadante formada, la cual se retiene mediante un baffle y posteriormente se remueve con un desnatador (los tipo “flauta” son los más empleados).<sup>35</sup> El separador está provisto a su vez, con un sistema para la purga de sólidos sedimentados en la estructura.<sup>35</sup>

El desempeño de los separadores API depende del tiempo de retención, el diseño del tanque, las propiedades del aceite, las condiciones de operación y los efectos de la adición de floculantes o coagulantes.<sup>32</sup> El principio de separación por gravedad no es efectivo cuando las gotas de aceite son muy pequeñas o están emulsionadas, debido a que cuanto más disminuye el tamaño de la gota, el tiempo de retención se incrementa drásticamente para conseguir un desempeño eficiente. En consecuencia, la separación por gravedad de gotas muy pequeñas de aceite requiere una inversión elevada, así como costos de limpieza y mantenimiento altos.<sup>32</sup>

No obstante, estos separadores pueden ser optimizados. Experiencias nacionales han conseguido la optimización de separadores API mediante el remplazo de la desnatación convencional tipo “flauta”, por desnatación con bandas oleofílicas de poliuretano termoplástico y la depuración del efluente del separador mediante filtros adsorbentes de fibras naturales de fique u hoja de piña.<sup>35</sup>

**9.1.2 Separador de placas corrugadas.**<sup>32</sup> Las placas corrugadas se empaquetan para mejorar el desempeño de los tanques de separación por gravedad. En dichas placas las gotas de aceite se unen formando gotas de mayor tamaño, mientras son direccionadas por cada placa hacia la superficie del tanque. De esta forma se permite realizar un diseño más compacto en comparación con un separador convencional por gravedad, como el separador API. Es importante tener en cuenta que la eficiencia de este sistema depende de que el tamaño de la gota de aceite sea igual o superior a 40 micras.

**9.1.3 Hidrociclón.**<sup>32</sup> Los hidrociclones generan movimientos rotatorios en el fluido, creando así una fuerza centrífuga que empuja el agua (más pesada que el aceite) hacia fuera y el aceite hacia el centro del cono. Este efecto provee una alta tasa de separación. De igual forma, se puede mejorar la eficiencia del Hidrociclón al utilizar módulos multicono, lo que a su vez permite la reducción del área requerida para su instalación.

**9.1.4 Centrífuga.**<sup>32</sup> Las centrífugas trabajan con el mismo principio físico que los hidrociclones, pero a diferencia de estos, en donde la fuerza centrífuga se genera ingresando el fluido de forma tangencial, en la centrífuga se genera a través del movimiento rotatorio de las piezas que lo componen. Estos dispositivos permiten remover partículas hasta 2 micras y pueden trabajar con elevadas concentraciones de aceite. Sus desventajas son un bajo rendimiento, un elevado costo de mantenimiento y la tendencia a sufrir obstrucciones por acumulación de sólidos.

**9.1.5 Filtros coalescedores.**<sup>36</sup> Existen cuatro tipos de filtros coalescedores convencionales para el tratamiento de aguas residuales aceitosas, como el agua producida, incluyendo los filtros de cáscaras de nuez (CN), partículas de resina de poliestireno (RP), arena de cuarzo (AC) y carbón de bambú (CB).

Los resultados han demostrado que el orden en cuanto a la eficiencia en la remoción de aceite corresponde al siguiente: AC > CB > CN > RP.

El principio base para la eliminación del aceite por un medio coalescente fibroso se rige por la ley de Stokes. Cuando el agua producida aceitosa fluye a través de un proceso de coalescencia mediante un material lipofílico, las partículas de aceite son atrapadas y absorbidas por dicho material.

Estos filtros coalescedores se han convertido en un método atractivo para separar el aceite del agua producida, debido a su simplicidad de operación y bajo costo; esto último siempre que el medio filtrante escogido no requiera ser importado (lo cual incrementa considerablemente los costos) y se garantice la óptima operación del sistema para evitar colmatación frecuente (por ejemplo, con un pre-tratamiento adecuado).

**9.1.6 Flotación por gas inducido.**<sup>32</sup> Las unidades de flotación por gas, utilizan aire o gas para sacar a flote el aceite presente en el agua producida. La densidad de las partículas de aceite se reduce a medida que estas se adhieren a las burbujas de gas. De esta forma, al reducir su densidad se mejora la velocidad de flotación del aceite hacia la superficie, en donde se forma un sobrenadante que puede ser retirado manual o mecánicamente.

Existen dos tipos de sistemas de flotación por gas, la flotación por aire disuelto y la flotación por aire inducido. El primero utiliza la inyección de aire por medio de un compresor para disolver este aire en el flujo de agua producida. En cuanto a la flotación por gas inducido, a través de sistemas hidráulicos, mecánicos o de generación de burbujas, se crean burbujas muy finas para inducir la adherencia de las gotas de aceite a medida que estas burbujas ascienden hasta la superficie. Este sistema permite una elevada eficiencia en la remoción de aceite, con grandes rendimientos y tiempos de retención muy bajos.

La eficiencia de esta tecnología está limitada al tamaño de la gota de aceite, la cual debe ser igual o superior a 25 micras. No obstante, si hay presentes tamaños de gotas inferiores, se puede mejorar la eficiencia del mismo mediante la adición de floculantes y coagulantes.

Así mismo, para el tratamiento específico del agua producida se han diseñado sistemas de flotación por micro-burbujas, en los cuales se utilizan tamaños de burbuja entre 5 y 50 micras, debido a que se ha demostrado que las burbujas más pequeñas separan el aceite del agua producida en forma más efectiva formando un sobrenadante delgado.

**9.1.7 Extracción.**<sup>32</sup> El método de extracción mediante polímeros macro-porosos (MPPE) utiliza una columna apilada de gránulos poliméricos con tamaño de poro entre 0.1 y 10 micras. Los gránulos poliméricos son llenados con un solvente específico, el cual extrae el aceite disuelto y los hidrocarburos aromáticos policíclicos mediante el contacto con el flujo de agua producida.

**9.1.8 Oxidación química.**<sup>19</sup> La oxidación química es una tecnología establecida y confiable para la eliminación del color, olor, DQO, DBO, compuestos orgánicos y algunos compuestos inorgánicos presentes en el agua producida. El tratamiento de oxidación química depende de las reacciones conjuntas de oxidación / reducción que ocurren en el agua producida debido a que los electrones libres no pueden existir en solución.

Los oxidantes usados comúnmente incluyen el ozono, peróxidos, permanganatos, oxígeno y cloro. Durante el procedimiento, el oxidante es mezclado con los contaminantes generando su rompimiento a nivel molecular. La tasa de oxidación de esta tecnología, depende de la dosificación y el tipo del químico oxidante utilizado, la calidad del agua producida y el tiempo de contacto entre el oxidante y el agua; por consiguiente el costo en insumos químicos durante el proceso puede ser elevado.

Es importante considerar que el efluente de estos sistemas, puede contener metabolitos secundarios generados durante el proceso de oxidación, lo cual contribuye a incrementar su toxicidad.

**9.1.9 Adsorción.**<sup>19</sup> La adsorción se utiliza generalmente como una etapa de pulido en un proceso de tratamiento y no como una tecnología independiente, dado que los adsorbentes pueden ser fácilmente sobrecargados con compuestos orgánicos. Esta tecnología ha sido utilizada para la eliminación de manganeso, hierro, carbono orgánico total (COT), BTEX, aceites y más del 80% de los metales pesados presentes en el agua producida.

Existe una amplia variedad de adsorbentes, tales como: carbón activado, arcillas orgánicas, alúmina activada y zeolitas. El proceso de adsorción es aplicable al tratamiento del agua independientemente de su salinidad. Se requiere de un recipiente para contener el medio adsorbente y de un sistema de bombeo para realizar retrolavados de forma periódica con el fin de eliminar las partículas atrapadas en los orificios del medio adsorbente. Dependiendo de la calidad del agua de alimentación y del tipo de material podrá ser requerido su reemplazo o regeneración.

El tiempo de vida de estos medios adsorbentes es uno de los principales costos operacionales de esta tecnología. Generalmente se requiere del uso de productos químicos para regenerar los medios adsorbentes cuando se encuentran saturados, lo que conlleva a la necesidad de manejo y eliminación de un residuo líquido o bien de un residuo sólido si se realiza el recambio total del medio.

**9.1.9.1 Adsorción en lecho compacto.**<sup>16</sup> El agua producida puede ser conducida a través de un sistema de adsorción de lecho compacto de tres etapas para la obtención de excelentes resultados. Como lechos pueden ser utilizados la bentonita sódica, la arcilla orgánica modificada y el carbón activado granular, configurando de esta forma un sistema que como resultado puede arrojar un efluente de agua con un porcentaje de grasas y aceites menor al 0.8% en comparación con el flujo de agua producida ingresado; cantidad que se encuentra por debajo de los límites detectables. Su principal inconveniente es el requerimiento de amplias extensiones de lecho para que se dé la adherencia en el tiempo de retención establecido.

## 9.2 DESINFECCIÓN

Los microorganismos presentes en el agua producida pueden generarse en forma natural, o bien pueden ingresar al agua durante su tratamiento, especialmente en la fase de remoción de grasas y aceites. La remoción de bacterias, virus, microorganismos y algas presentes en el agua producida se requiere especialmente para prevenir, tanto la formación de incrustaciones, como la contaminación de cuerpos de agua.<sup>32</sup>

La filtración avanzada es una de las mejores tecnologías disponibles para la eliminación de microorganismos. Así mismo, el tratamiento con radiación ultravioleta (UV), la cloración, la yodación, el tratamiento con ozono y la reducción del pH, son otras de las tecnologías que pueden emplearse para la desinfección del agua producida.<sup>32</sup>

**9.2.1 Activación Electroquímica (ECA).** La activación electroquímica es un tipo de tecnología innovadora para la desinfección del agua que comprende la exposición del agua y las sales naturales a una diferencia de potencial eléctrico considerable. En el proceso ocurre la electrólisis del agua al aplicar una corriente eléctrica directa entre un ánodo y un cátodo. Cuando este proceso se realiza en agua pura, el resultado es el rompimiento del agua en sus moléculas constituyentes. Sin embargo al realizarse en una solución de cloruro de sodio (NaCl) el producto dominante de la electrólisis será hipoclorito ( $\text{ClO}^-$ ), un desinfectante comúnmente utilizado en el agua para eliminar microorganismos.<sup>17</sup>

Con esta tecnología la química natural del agua producida es utilizada para la generación de agentes desinfectantes de alta eficiencia que destruirán los virus y bacterias presentes.<sup>17</sup>

Típicamente esta tecnología es utilizada para la producción de agua activada antes y después de las celdas CDT (deionización capacitiva). La dosificación antes de las celdas reduce la carga orgánica en la celda y desinfecta el flujo de alimentación, previniendo el fenómeno de “biofouling”, el cual ocurre debido a la proliferación de microorganismos sobre alguna superficie.<sup>3</sup>

Así mismo, el agua activada electroquímicamente puede servir como surfactante, reduciendo la formación de obstrucciones en las membranas como las que ocurren a partir de la precipitación de carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ). La dosificación de agua activada posterior a las celdas CDT se utiliza como un paso final de desinfección del agua para otros usos que así lo requieran.<sup>17</sup>

### 9.3 DESALINIZACIÓN

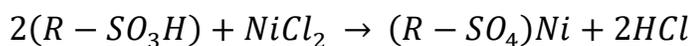
La remoción de sólidos disueltos y suspendidos, sales e impurezas es la parte más importante en el tratamiento del agua producida, debido a que en este tipo de agua los sólidos disueltos totales (SDT) se pueden encontrar en el rango entre 2000 mg/L a  $15.0 \times 10^4$  mg/L, generalmente con un promedio de  $3.5 \times 10^4$  mg/L. La elección del método para desalinización dependerá del contenido de SDT en el agua y de la capacidad del sistema de tratamiento para trabajar en presencia de los demás contaminantes presentes en el agua de producción.<sup>32</sup>

Las tecnologías más empleadas por las empresas de explotación de hidrocarburos para la remoción de SST del agua producida han sido la evaporación, destilación, filtración con membranas, separación eléctrica y tratamientos químicos.<sup>32</sup> A continuación se describen algunas de estas tecnologías:

**9.3.1 Intercambio iónico.**<sup>32</sup> El proceso consiste en una reacción química reversible durante la cual los iones de carga positiva o negativa en el agua producida, son reemplazados por iones de carga similar presentes en la resina de intercambio. Estas resinas pueden ser zeolitas orgánicas naturales o resinas orgánicas sintéticas. Cuando los iones de reemplazo de la resina se agotan, la resina puede ser recargada con nuevos iones de reemplazo. Esta tecnología permite remover arsénico, metales pesados, nitratos, radio, sales, uranio, entre otros elementos presentes en el agua producida.<sup>32</sup>

**9.3.1.1 Resinas de intercambio iónico.** Las resinas de intercambio iónico pueden clasificarse como intercambiadoras de cationes, cuando intercambian iones de carga positiva, y como intercambiadoras de aniones, cuando intercambian iones de carga negativa.<sup>32</sup>

**Resinas catiónicas de ácido fuerte (SAC).**<sup>32</sup> Las formas de hidrogeno o sodio de las resinas catiónicas poseen una capacidad de disociación fuerte, por lo cual los iones  $H^+$  o  $Na^+$  permanecen disponibles para el intercambio en cualquier rango de pH. La siguiente ecuación muestra un ejemplo del proceso de remoción de una sal mediante resinas SAC:



A continuación se muestra un ejemplo de ablandamiento del ion  $Ca^{+2}$  con resinas SAC:

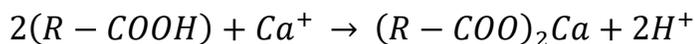


Este tipo de resinas son utilizadas en la forma hidrogenada para la deionización completa, lo cual implica la remoción de Na, Ca, Mg, Ba, entre otros; en contraparte las resinas en la forma sódica son utilizadas para el ablandamiento del agua, lo cual implica la remoción de Ca y Mg.

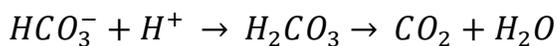
En el momento en que estas resinas se ven agotadas, pueden regenerarse a su forma de hidrogeno mediante el contacto con una solución ácida fuerte, o a su forma de sodio con una solución de cloruro de sodio.

**Resinas catiónicas de ácido débil (WAC).**<sup>32</sup> Estas resinas contienen un grupo de ácido carboxílico (COOH), en lugar de un grupo de ácido sulfónico (SO<sub>3</sub>H) como ocurre en las resinas SAC. Las resinas WAC se comportan de forma similar a los ácidos orgánicos débiles, los cuales tienen una baja capacidad de disociación. Sin embargo, poseen una afinidad muy alta para las sales divalentes.

La siguiente ecuación muestra un ejemplo de ablandamiento de Ca<sup>+</sup> con resinas WAC:



En este caso, los iones libres H<sup>+</sup>, pueden reaccionar con los bicarbonatos presentes como dureza y formar ácido carbónico, el cual se descompone posteriormente como dióxido de carbono. Por esta razón el proceso requiere adicionalmente de la remoción del CO<sub>2</sub> durante el tratamiento del agua. La siguiente ecuación describe la descomposición del ácido carbónico en dióxido de carbono:

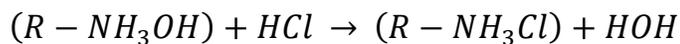


Las resinas WAC muestran una mejor afinidad por los iones hidrogeno en comparación con las resinas SAC, razón por la cual se permite la regeneración de la resina a la forma hidrogenada con una cantidad mucho menor de ácido que la requerida para regenerar las resinas SAC.

El grado de disociación de estas resinas está fuertemente influenciado por el rango de pH de la solución, en consecuencia su funcionamiento dependerá en buena medida de esta característica.

**Resinas aniónicas de base fuerte.** Son resinas fuertemente ionizantes que pueden ser usadas en cualquier rango de pH. Estas resinas se utilizan en la forma hidróxido para la deionización del agua. Las resinas reaccionan con los aniones en la solución, pudiendo convertir una solución ácida, en agua con un grado muy cercano a la pureza.<sup>32</sup>

La siguiente ecuación muestra un ejemplo de este tipo de reacciones:



La regeneración de la resina a su forma hidróxido se puede realizar mediante una solución concentrada de hidróxido de sodio (NaOH).

**Resinas aniónicas de ácido débil.** Estas resinas poseen una capacidad de intercambio mínima a un rango de pH cercano a 7 y permiten la retención de aniones asociados a ácidos débiles.<sup>32</sup>

**9.3.2 Electrodialisis.**<sup>17</sup> Muchas de las sales disueltas en el agua producida son sales iónicas cargadas positiva o negativamente. Dichos iones pueden ser atraídos hacia electrodos con una carga eléctrica opuesta.

En la electrodialisis se coloca un tipo especial de membranas que permiten, o bien el paso de aniones, o bien el de cationes. Estas se ubican de forma alternada entre un par de electrodos. Luego, unas celdas separadoras que permiten el ingreso del flujo de agua a lo largo de la superficie de las membranas son ubicadas entre cada una de estas membranas. Al inducir electricidad, los iones cargados positivamente migran hacia el cátodo, y aquellos cargados negativamente lo hacen hacia el ánodo. Durante esta migración, los iones son repelidos por las membranas de intercambio cargadas similarmente.

Como resultado, el agua en el compartimiento alternado aumenta su concentración de iones, mientras que el agua desalinizada fluye por los compartimientos aledaños. Tanto el agua salobre, como el agua desalinizada son retiradas con frecuencia de la unidad. Por lo general, una unidad básica de electrodialisis consiste en varios cientos de pares de celdas unidas, con electrodos ubicados en su parte exterior, y son comúnmente denominadas como *pilas de membranas (membrane stack)*.

**9.3.2.1 Electrodialisis inversa (EDR).**<sup>32</sup> Una unidad de EDR funciona con el mismo principio de una unidad de electrodialisis estándar, diferenciándose únicamente en el hecho que ambos canales, tanto el de agua tratada como el de agua salobre, tienen una construcción idéntica.

De esta forma, a intervalos regulares de tiempo, se invierte la polaridad de los electrodos de manera que el canal de agua salobre, pasa a convertirse en el canal de agua tratada y viceversa. Como resultado de este proceso, los iones son atraídos en las direcciones opuestas a lo largo de la pila de membranas. Inmediatamente el flujo y la polaridad se invierten, la cantidad necesaria de agua tratada es descargada hasta la pila de membranas y las celdas son purgadas hasta restaurar la calidad del agua producida. Esta purga dura aproximadamente 2 minutos.

El proceso de EDR es útil para el desprendimiento y purga de incrustaciones, lodos y otros precipitados en las celdas antes que pueden convertirse en un problema. Manteniendo una baja caída de presión, cerca de 25 psi generalmente, a lo largo del proceso.

**9.3.3 Electro-deionización.**<sup>32</sup> Algunas especies débilmente ionizadas, como el dióxido de carbono, boro, y amoníaco son difíciles de remover a través de procesos de membrana como la Ósmosis Inversa y la Electrodiálisis Inversa. Por tanto, la electro-deionización (EDI) se presenta como una alternativa viable en este sentido. Esta tecnología consiste en un proceso combinado de resinas de intercambio iónico, membranas de intercambio iónico, y un campo eléctrico de corriente continua. Durante este proceso, los iones son removidos de forma similar a la Electrodiálisis, pero con una tasa de remoción de iones mejorada debido a la presencia de resinas de intercambio iónico en las celdas.

Dentro de cada celda el campo de corriente continua fragmenta las moléculas de agua sobre los lechos de intercambio iónico, produciendo iones hidrógeno e hidroxilo que posteriormente actúan como regeneradores continuos de las resinas de intercambio. Esto permite que una porción de las resinas en la unidad de EDI, permanezca siempre es estado de regeneración total.

Una vez ionizadas, las especies son rápidamente removidas bajo la influencia del campo eléctrico de corriente continua. De esta forma, las especies fuertemente ionizadas se remueven en una sección de la unidad EDI y las débilmente ionizadas en otra.

**9.3.4 Deionización capacitiva.**<sup>17</sup> La tecnología de deionización capacitiva (*capacitive deionization technology – CDT*) es tipo de tecnología desarrollada para purificar agua salobre del subsuelo y del océano. El agua es purificada para el consumo humano o para el uso industrial mediante la aplicación de un voltaje constante, lo cual permite que las sales solubles sean atrapadas en la superficie de unos electrodos de carbón poroso.

En la CDT, el agua salobre (como el agua producida) fluye entre un par de electrodos de carbón de elevada área superficial, los cuales se mantienen a una diferencia de potencial de 1.2 V. Los iones y otras partículas cargadas (como los microorganismos) son atraídos y atrapados sobre el electrodo de carga opuesta. Los electrodos positivos atraparán a los aniones, como cloruros ( $\text{Cl}^-$ ) y nitratos ( $\text{NO}_3^-$ ), mientras que los electrodos negativos a los cationes como el calcio ( $\text{Ca}^{2+}$ ), magnesio ( $\text{Mg}^{2+}$ ) y sodio ( $\text{Na}^+$ ). Con el tiempo estos electrodos se saturan de iones y requieren ser regenerados, para lo cual el voltaje aplicado se retira y los electrodos son purgados para liberar los iones retenidos del sistema, generando así un flujo residual de salmuera concentrada.

Los más recientes electrodos de aerogel de carbono proveen un área superficial aproximada de  $500 \text{ m}^2/\text{g}$ . A su vez, proveen una elevada conductividad eléctrica y elevada permeabilidad a los iones. Sin embargo, estos electrodos son costosos y su capacidad para almacenar iones es relativamente baja.

**9.3.5 Evaporación.** El tratamiento directo del agua producida en un sistema de evaporación hace innecesarios la mayoría de los tratamientos químicos y físicos.<sup>37</sup> El principio en el que se basa esta técnica es el proveer calor latente al agua hasta generar vapor, que puede ser entregado a la atmósfera o condensado posteriormente en forma de agua pura.<sup>37</sup> El producto remanente será un fluido con una concentración elevada de sales y sólidos (incluyendo metales pesados, material radiactivo de origen natural y otras sustancias tóxicas), lo que lo convierte en un residuo de difícil disposición.<sup>32</sup>

Para esta técnica se construyen estanques evaporadores que aprovechan el ciclo natural del agua y la energía solar para evaporar el agua. Es una tecnología favorable en climas cálidos y secos, debido a sus altas tasas de evaporación.

Para su construcción es importante tomar en cuenta la calidad del agua producida, razón por la cual puede ser necesario un revestimiento del estanque para evitar infiltraciones al subsuelo. Es importante además que el tipo de suelo en el cual se construya la estructura sea de capas ricas en arcilla para garantizar un confinamiento natural que evite la infiltración del agua producida hacia fuentes de agua subterráneas.<sup>37</sup>

**9.3.5.1 Evaporación por atomización súbita (*Rapid Spray Evaporation – RSE*).**<sup>17</sup> Esta tecnología ha sido desarrollada por la compañía *AquaSonics International*. Consiste en un sistema para expulsar agua contaminada a altas velocidades a través de una boquilla inyectora especializada, hacia una corriente de aire caliente que la evapora de forma súbita en cuestión de milisegundos. Como resultado se genera vapor de agua que pasa hacia un condensador, así como partículas de sales precipitadas que se separan de la solución, y que son retenidas mediante un filtro mecánico. Finalmente estas partículas son removidas periódicamente del filtro usando una fracción del agua tratada.

**9.3.5.2 Congelación, descongelación y evaporación.**<sup>19</sup> La FTE (*Freeze Thaw Evaporation*) por sus siglas en inglés, es un proceso desarrollado en los EEUU por el *Energy & Environmental Research Center (EERC)* y *B.C. Technologies Ltd. (BCT)* en el año 1992. Se trata de una tecnología robusta y madura para el tratamiento y disposición del agua producida. El proceso emplea la congelación, descongelación y evaporación convencional, para el manejo del agua producida.

De forma natural, las sales y demás constituyentes disueltos en el agua producida hacen descender su punto de congelación por debajo de los 0 °C. Cuando el agua producida se enfría por debajo de los 0 °C pero sin llegar a su punto de congelación, se forman cristales de hielo relativamente puros, más una solución sin congelar que contiene una elevada concentración de sales y constituyentes disueltos en el agua producida. Esta solución es separada posteriormente del hielo, el cual puede ser recolectado y derretido para obtener agua limpia.

La tecnología FTE puede eliminar más del 90% de los metales pesados, SDT, compuestos orgánicos volátiles y semivolátiles, SST y los hidrocarburos totales de petróleo en el agua producida. No requiere productos químicos, infraestructura o suministros que limiten su uso.

Es una tecnología fácil de manejar y controlar, con una esperanza de vida estimada de 20 años. No obstante, sólo es posible de implementar en un clima con un gran número de días a temperaturas bajo cero (0°C), lo cual la hace inviable en el clima tropical colombiano.

Además, La eliminación de la solución residual es un factor muy importante a considerar, debido a que esta tecnología genera como residuo una cantidad significativa de salmuera concentrada (sólidos disueltos, suspendidos, sales, metales pesados, compuestos orgánicos volátiles, entre otros.) y aceite, que deben manejarse en forma especial.

#### 9.4 TRATAMIENTOS DE SEPARACIÓN CON MEMBRANAS

Las tecnologías más comunes para la purificación de agua producida son la microfiltración (MF), ultrafiltración (UF), nanofiltración (NF) y la ósmosis inversa (RO), las cuales utilizan altas presiones a través de las membranas para llevar a cabo la separación de los contaminantes presentes en el agua. Dichas membranas son continuamente mejoradas o modificadas para incrementar su desempeño, además son una tecnología ampliamente empleada.<sup>31,32</sup>

A continuación se listan las principales aplicaciones de estas tecnologías:

Tabla 03. Aplicaciones para las tecnologías de filtración con membrana.

Tecnología	Especificaciones	Aplicación para remoción
Microfiltración (MF)	>10.0 x 10 <sup>4</sup> Daltons 10 – 0.1µm	Bacterias, virus, sólidos suspendidos, etc.
Ultrafiltración (UF)	1.0 x 10 <sup>4</sup> a 10.0 x 10 <sup>4</sup> Daltons 0.05 – 5.0 x 10 <sup>-3</sup> µm	Proteínas, almidón, virus, Sílica coloidal, compuestos orgánicos, colorantes, sólidos de pinturas, grasas, etc.
Nanofiltración (NF)	1000 a 1.0 x 10 <sup>4</sup> Daltons 5.0 x 10 <sup>-3</sup> – 5.0 x 10 <sup>-4</sup> µm	Almidón, azúcar, pesticidas, herbicidas, iones divalentes, compuestos orgánicos, DQO, DBO, detergentes, etc.

Tabla 03. (Continuación)

Tecnología	Especificaciones	Aplicación para remoción
Ósmosis inversa (RO)	Sales y sustancias con bajo MWCO* $1.0 \times 10^{-4} - 1.0 \times 10^{-5} \mu\text{m}$	Iones metálicos, ácidos, azúcares, colorantes, sales diluidas, resinas naturales, sales monovalentes, DBO, DQO, iones, etc.
Membrana Gas-Líquido	CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S	Descarbonatación y eliminación de sulfuro de hidrógeno.
* <i>Molecular Weight Cutoff (MWCO)</i> : Peso molecular de corte es la capacidad de una membrana para rechazar las especies de cierto peso molecular, medido como Daltons.		
Fuente	Arthur, J.; Langhus, B.; Patel, C. Technical Summary of Oil & Gas Produced Water Treatment Technologies. All Consult. LLC. 2005.	

Las tecnologías de Microfiltración, Ultrafiltración y Nanofiltración se basan en el principio de rechazo de especies cuando estas tienen un tamaño mayor al poro de la membrana sometida a presión. Mientras que la Ósmosis Inversa utiliza una membrana semipermeable para retener moléculas e iones (soluto) mediante la aplicación de presión al fluido hasta vencer la presión osmótica, de forma que solo el agua limpia (solvente) puede pasar a través de la membrana.

Así como la MF y UF pueden retener partículas en suspensión y macromoléculas, la NF y la RO pueden además retener efectivamente iones monovalentes y divalentes, además de trazas de compuestos orgánicos. No obstante, estas tecnologías, especialmente la Nanofiltración y Ósmosis Inversa, son muy susceptibles a la formación de incrustaciones, y al taponamiento de las membranas a causa de partículas orgánicas, inorgánicas y microbiológicas.<sup>3,31</sup> Por tanto, estos sistemas deben ser protegidos apropiadamente con procesos de pretratamiento, entre los cuales se incluyen tanto en forma individual como combinada la coagulación / floculación / sedimentación, control de pH, ablandamiento, filtración (como MF y UF en sistemas de filtración por membrana de 2 o más etapas)<sup>3</sup>, flotación por aire inducido, oxidación avanzada, y desinfección.<sup>3,31</sup>

Es importante considerar además que algunas aguas resultantes de los procesos de Ósmosis Inversa y de los demás procesos de filtración avanzada mencionados, poseen un alto contenido de sodio ( $\text{Na}^+$ ) y bajas concentraciones de calcio ( $\text{Ca}^{2+}$ ) y magnesio ( $\text{Mg}^{2+}$ ). Esta característica se determina a través de un parámetro denominado relación de adsorción de sodio (RAS) el cual proporciona información sobre la comparación entre las concentraciones de sodio, calcio y magnesio en el agua.<sup>37</sup>

Las altas concentraciones de sodio en las aguas de irrigación pueden afectar la permeabilidad y la estructura del suelo. Por consiguiente, el agua producida tratada destinada para este uso, que carece de estos macronutrientes, puede causar síntomas de deficiencia en los cultivos lo cual obliga a su reparación mediante fertilización. Por lo tanto, a esta agua debe realizársele un pulimento, mediante el ajuste de la RAS o el ablandamiento del agua, para prevenir los efectos adversos sobre los suelos y cultivos.<sup>37</sup>

Una de las alternativas para el ajuste de la RAS en el agua se realiza mediante la dilución en otras fuentes de agua para conseguir su remineralización. Además, existen otros métodos de tratamiento que se puede utilizar para añadir dureza de nuevo al agua sometida a desalinización. Éstos pueden incluir la adición de cal o la filtración de contacto con piedras calizas (calcita o dolomita).<sup>37</sup>

La adición de cal apagada (hidróxido de calcio) en el agua producida puede proporcionarle calcio y alcalinidad, así mismo, puede servir para ajustar su pH. Cuando se realiza la adición de cal en el agua, es importante tener en cuenta que la solubilidad del carbonato de calcio depende del pH, la temperatura y la fuerza iónica. También es importante considerar que la cal no se disuelve fácilmente y puede causar turbidez residual, lo cual es una desventaja de este proceso. De igual forma, cabe señalar que la adición de calcio y magnesio al agua producida no reduce la concentración de sodio, sin embargo logra cambiar la relación del sodio con otras sales.<sup>37</sup>

A continuación se describen las principales tecnologías de separación por membranas mencionadas anteriormente:

**9.4.1 Microfiltración / Ultrafiltración.** La microfiltración tiene el mayor tamaño de poro (comúnmente de 0.1 a 10  $\mu\text{m}$ ), se utiliza típicamente para la eliminación de sólidos en suspensión y la reducción de la turbidez. Su forma de funcionamiento puede ser como filtración en flujo cruzado o en flujo sin salida.<sup>19,32</sup>

En cuanto a la ultrafiltración los tamaños de poro varían entre 0.05 y 0.005  $\mu\text{m}$ , lo cual permite emplearlas para la extracción de color, olor, virus y materia orgánica coloidal. Esta tecnología es considerada como el método más eficaz para la eliminación de aceites del agua producida en comparación con los métodos de separación tradicionales, además es más eficiente que la microfiltración para la extracción de hidrocarburos, sólidos suspendidos y demás constituyentes disueltos en el agua producida.<sup>19</sup>

Ambos tipos de filtración (MF y UF) operan a una presión transmembrana baja (1 a 30 psi) y pueden servir como un pre-tratamiento al proceso de desalinización, debido a que no son tecnologías que permiten eliminar sales del agua.<sup>19</sup>

**9.4.2 Nanofiltración.**<sup>37</sup> Las membranas de nanofiltración (NF) se utilizan comúnmente en la desalinización de aguas subterráneas salobres para suministros de agua municipales. Algunos estudios han utilizado un subsistema de membranas NF para tratar previamente el agua antes del tratamiento con membranas de ósmosis inversa, como una forma de optimizar el proceso.

Las membranas de NF están diseñados para rechazar contaminantes tan pequeños como 0.001  $\mu\text{m}$ . Esto permite lograr un alto rechazo de iones divalentes, metales, y radionúclidos. Es la tecnología más adecuada para el ablandamiento del agua y la eliminación de la mayoría de los metales; como consecuencia el efluente de un sistema de NF convencional, tenderá a tener una mayor relación de adsorción de sodio (RAS) en comparación con su afluente. Los compuestos orgánicos se eliminan en diverso grado, utilizando membranas de NF.

El rango nominal de sólidos disueltos totales para la utilización de la nanofiltración se encuentra entre 1000 y  $3.5 \times 10^4$  mg/L. La recuperación del agua oscila entre el 75 y 90%, sin embargo, puede requerir la aplicación de inhibidores de incrustaciones o un pretratamiento extensivo en función de la calidad del agua que ingresa al sistema.

La energía necesaria para que las membranas NF puedan realizar la separación es menor que la requerida por la osmosis inversa; mientras que el mantenimiento, robustez, fiabilidad, flexibilidad, movilidad, modularidad y el impacto operativo de los sistemas de membrana NF son equivalentes a los del proceso de ósmosis inversa.

**9.4.3 Osmosis inversa.** La Osmosis Inversa, comúnmente abreviada como RO, utiliza una presión de funcionamiento más alta que la presión osmótica de la sal presente en el agua, de forma que puede conducir el agua pura a través de la membrana, rechazando las sales. Es el proceso invertido de la ósmosis, en donde el agua fluye de la solución de más alta concentración a la solución de menor concentración, para alcanzar el equilibrio natural.<sup>15</sup>

Se trata de un proceso físico que permite la remoción de sales disueltas forzando el agua a pasar a través de una membrana semi-permeable. El agua producto del proceso, pasa a través de la membrana, mientras que las sales disueltas, las partículas y la materia orgánica que son incapaces de atravesarla, son drenadas del sistema en forma de un fluido residual altamente concentrado (salmuera). El corazón de una unidad de R.O. es la membrana osmótica, la cual corresponde generalmente en este tipo de sistemas a una membrana de poliamidas aromáticas enrolladas en espiral, capaces de tratar la salinidad del agua términos de SDT.<sup>15</sup>

Los materiales utilizados, en particular para las partes en contacto con el agua, son materiales conocidos como resistentes a la corrosión entre los cuales se encuentran: el acero inoxidable, PVC y polietileno. De igual forma, las unidades se encuentran equipadas con un sistema automatizado para controlar la presión del agua tanto en el afluente como en el efluente; así como, la absorción del motor. También se encuentran equipadas con medidores de flujo y medidores de conductividad eléctrica.<sup>15</sup>

Los datos comunes de operación de estos sistemas corresponden un potencial eléctrico de 380 V a 50 Hz, y una velocidad de flujo trifásico de 300 a 6000 Litros/hora.<sup>15</sup> La caída de presión a través de una membrana de osmosis inversa típica, se encuentra entre los 400 – 1400 psi, lo cual indica un nivel elevado de consumo energético.<sup>32</sup>

También es importante considerar, que tanto la Ósmosis Inversa, como las demás tecnologías de membrana, generan un residuo de fluido concentrado con un alto nivel de sales, compuestos orgánicos, metales pesados y sólidos disueltos, entre otras sustancias, que le confieren un carácter de peligrosidad y toxicidad elevada. Este residuo puede manejarse a través de la reinyección en pozos *disposal*, o emplearse tecnologías como las piscinas de evaporación para convertir el fluido concentrado en un lodo con bajo contenido de humedad y tratarlo posteriormente como un residuo sólido peligroso.<sup>17</sup>

**9.4.4 Membranas Gas - Líquido.**<sup>17</sup> En la separación Gas-Líquido, se aplica una diferencia de presión a través de una membrana selectiva con tamaño de poro de aproximadamente 0.03  $\mu\text{m}$  (lo suficientemente pequeño para evitar el escape del agua, pero lo suficientemente grande como para permitir el paso de  $\text{CO}_2$ ).

El Gas penetra en la membrana a una tasa que depende de la difusividad y solubilidad de las moléculas, con el fin de alcanzar el equilibrio entre la fase gaseosa y el gas disuelto en el líquido. La diferencia de presión puede ser creada tanto por vacío, como por barrido de gas a través de la membrana.

## 9.5 OTROS TRATAMIENTOS

**9.5.1 Humedales artificiales.** Los sistemas de tratamiento de humedales aprovechan los sistemas de filtración naturales para eliminar la materia en suspensión, materia orgánica, nutrientes, metales y ciertos patógenos, permitiendo el flujo vertical y horizontal de agua a través del sistema.<sup>37</sup>

En un sistema de flujo vertical el agua fluye a través de capas de suelo y grava. Se trata de un proceso utilizado principalmente para eliminar la materia orgánica y los nutrientes, por medio de las bacterias naturales que se desarrollan en un ambiente aeróbico. En cambio, los humedales artificiales de flujo horizontal corresponden a un proceso aerobio o anaerobio facultativo, en función del tiempo y la frecuencia de la inundación, durante la cual el agua atraviesa el sistema de un lado al otro. Este último sistema se suele utilizar para eliminar la materia orgánica biológica, para desinfección o como medio de filtración fina.<sup>37</sup>

Estos humedales, también pueden utilizarse como sistemas evaporíticos naturales al acompañarse de un proceso de fitoremediación con plantas halófitas (tolerantes a la salinidad), las cuales toman el agua del humedal y la evapotranspiran hacia la atmósfera.<sup>37</sup> Por consiguiente, los humedales artificiales pueden ser una opción para el tratamiento del agua producida o como post-tratamiento para el agua tratada.<sup>37,38</sup>

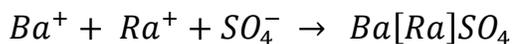
Experiencias en Colombia han comprobado la viabilidad de algunas especies de mangle, entre las que se destacan *Rhizophora mangle* y *Avicennia germinans*, como acumuladoras de cloruro, bario y cromo, en procesos de fitoremediación (fitoextracción y rizofiltración) de agua producida.<sup>39,40</sup>

Estas especies demostraron un porcentaje de supervivencia del 95% en el agua producida con una salinidad expresada como conductividad eléctrica de 4890  $\mu\text{S}/\text{cm}$ .<sup>39,40</sup>

Así mismo, experiencias de campo en Nigeria, se han utilizado plantas hiperacumuladoras como la *Eichhornia crassipes* (Jacinto de Agua), la cual se ha comprobado puede reducir considerablemente la toxicidad del agua producida en términos de DBO, grasas y aceites, y metales pesados (Fe, Zn, Mg, Ni, Cu, Pb, entre otros), al reducir en porcentajes importantes sus concentraciones.<sup>41</sup> Lo anterior siempre y cuando la concentración de sales en el agua producida sea lo suficientemente baja como para no afectar el desarrollo de estas plantas.

Un ejemplo internacional del empleo de esta tecnología se llevó a cabo en el año 2000 en los Estados Unidos, por la compañía *Marathon Oil Company*, la cual patrocinó una investigación con el propósito de construir un humedal artificial para el tratamiento del agua producida y conseguir determinar si los componentes concentrados en el agua producida, principalmente la RAS (Relación de Adsorción de Sodio), hierro y bario, pueden ser tratados en forma rentable. La velocidad de flujo en el sistema fue diseñado para trabajar entre 30 a 40 galones por minuto. Los resultados después de un año de operación indicaron que el sistema de humedal, efectivamente puede tratar hierro y posiblemente bario, pero es incapaz de modificar la RAS, convirtiéndose en una limitante de esta tecnología.<sup>37</sup>

**9.5.2 Tratamiento de materiales radiactivos de origen natural (*Naturally Occurring Radioactive Materials - NORM*).**<sup>17</sup> Los NORM, tales como el radio (Ra), se movilizan desde las formaciones de petróleo o gas debido a la solubilidad de estos en presencia de los iones cloruro que están presentes en el agua de formación. A su vez, la baja solubilidad de las especies de sulfatos es un factor importante en la re-deposición de los NORM. Esta baja solubilidad forma precipitados que contienen altas concentraciones de radio en forma de sulfato de bario o barita, bajo los efectos de variación de la temperatura y presión durante las operaciones de producción.



El manejo y tratamiento de los depósitos de sulfatos precipitados que contienen materiales radiactivos en descomposición, es definitivamente requerido debido a los peligros asociados a la radiactividad.

Como alternativa de tratamiento para estos contaminantes, la compañía estadounidense *BPF Inc.*, desarrolló un sistema de tratamiento automatizado móvil que incluye la separación de sólidos NORM de otros residuos petrolíferos (como el agua producida) que contienen menos de 30 pCi/g de radio, para ser posteriormente diluidos en una solución acuosa. La extracción de los radionucleídos de los depósitos se realiza disolviendo el material radiactivo en uno o más disolventes acuosos dentro de un Hidrociclón, el cual separa los sólidos (libres de materiales NORM) de la solución. La solución que contiene los NORM se transporta hacia las facilidades para reinyectarla hacia la formación.

Los materiales radiactivos también pueden estar presentes en el gas natural en forma de radón. Uno de los métodos para su tratamiento es la adsorción en lecho compacto (*packed bed adsorption*) con carbón activado.

**9.5.3 Tratamientos biológicos.** Se ha demostrado la factibilidad de utilizar sistemas anaerobios como los reactores anaerobios de flujo ascendente (*Upflow Anaerobic Sludge Blanket - UASB*) como una alternativa de tratamiento para las aguas producidas dulces, consiguiéndose eficiencias en la remoción de la DQO hasta del 80% en condiciones de operación termofílicas.<sup>42</sup>

Adicionalmente, en Colombia se cuenta con una patente de Ecopetrol S.A., para la remoción de fenoles y otros contaminantes orgánicos, aplicable al tratamiento de aguas producidas en campos petroleros. Se trata de un sistema que combina un biodigestor (abierto y aerobio) para el crecimiento del consorcio bacteriano degradador (comprendido por bacterias, hongos o mezclas de los mismos, entre ellas *Pseudomonas sp*, *Aspergillus sp*, *Ochrobactrum sp*, *Bacillus sp*, *Rhodococcus sp*, entre otras) y una piscina dentro de la cual se colocan aireadores y la red de fotólisis, compuesta de una serie de ductos y dispositivos nebulizadores. Este sistema puede lograr una remoción de compuestos orgánicos de entre un 95% y un 99% y reducir la toxicidad del agua tratada hasta en un 100%.<sup>43</sup>

## 10. LEGISLACIÓN AMBIENTAL EN COLOMBIA PARA LA DISPOSICIÓN FINAL DE AGUA PRODUCIDA MEDIANTE REINYECCIÓN A POZOS

En términos históricos de la legislación ambiental en Colombia, la inyección o reinyección de aguas producidas por la industria de explotación de hidrocarburos se menciona por primera vez en el Decreto 1541 de 1978, el cual establece el requerimiento de concesión especial para utilizar agua en procesos de inyección para recuperación secundaria de crudo y gas. El artículo reza de la siguiente manera:

*“Artículo 82. El empleo de agua en inyecciones para recuperación secundaria de petróleo o gas natural requiere concesión especial de Instituto Nacional de los Recursos Naturales Renovables y del Ambiente, Inderena, diferente a la exigida para la exploración y explotación de petróleo o gas natural.”*

Posteriormente se expide el Decreto 1594 de 1984, en el cual se prohíbe por primera vez la inyección de residuos líquidos a un acuífero, excepto para las actividades de reinyección de aguas producidas en la exploración y explotación de hidrocarburos, siempre que se garantice la protección del acuífero para su uso actual o potencial. El artículo en cuestión, reza de la siguiente manera:

*“Artículo 61. Se prohíbe la inyección de residuos líquidos a un acuífero, salvo que se trate de la reinyección de las aguas provenientes de la exploración y explotación petrolífera y de gas natural, siempre y cuando no se impida el uso actual o potencial del acuífero.”*

No obstante en el año 2010 este decreto es derogado por el Decreto 3930 del mismo año, en el cual se modifica levemente el texto del artículo anterior, pero adicionando el deber de considerar la práctica de reinyección en el Estudio de Impacto Ambiental como parte de los requisitos para el otorgamiento de la Licencia Ambiental, de forma que se prevea una posible afectación a los acuíferos. Lo anterior limitado, por supuesto, exclusivamente a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y recursos geotérmicos. Dicho artículo, versa así:

*“Artículo 27. De la reinyección de residuos líquidos. Solo se permite la reinyección de las aguas provenientes de la exploración y explotación petrolífera, de gas natural y recursos geotérmicos, siempre y cuando no se impida el uso actual o potencial del acuífero.”*

*“El Estudio de Impacto Ambiental requerido para el otorgamiento de la licencia ambiental para las actividades de exploración y explotación petrolífera, de gas y de recursos geotérmicos, cuando a ello hubiere lugar, deberá evaluar la reinyección de las aguas provenientes de estas actividades, previendo la posible afectación al uso actual y potencial del acuífero.”*

Retomando la línea de tiempo, en el año 2009 el Ministerio de Minas y Energía establece medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, mediante la Resolución 181495 del mismo año. Esta norma establece que todo ensayo, piloto o proyecto de mantenimiento de presión por inyección de fluidos (recobro mejorado) debe contar con la aprobación previa de este ministerio. Así mismo, los proyectos para disposición del agua producida mediante reinyección, deberán contar con dicha aprobación previa. Los artículos en los que se establece lo anterior, se relacionan a continuación:

*"Artículo 46. Mantenimiento de Presión. Todo ensayo, piloto o proyecto de mantenimiento de presión por inyección de fluidos y sus modificaciones, deberán ser previamente aprobados por el Ministerio de Minas y Energía. Para tal efecto, el contratista suministrará la información requerida en el Formulario 15 "Permiso para recobro mejorado"."*

*"Artículo 51. Proyectos de Disposición del Agua Producción. Todo proyecto de disposición del agua producida debe estar previamente autorizado por el Ministerio de Minas y Energía, diligenciando el Formulario 20, "Informe Mensual sobre Inyección de Agua y Producción (Recuperación Secundaria)"."*

Posteriormente en el Decreto 3004 de 2013, el Ministerio de Minas y Energía, prevé la expedición de las normas técnicas y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales, entre las cuales se deben incluir los requerimientos técnicos asociados a la reinyección de agua de producción. Estos son expedidos finalmente mediante la Resolución 90341 de 2014, en sus artículos 15, 16, 17 conforme a la siguiente descripción:

El artículo 15, relaciona los requerimientos para pozos inyectores de fluido de retorno y de agua producida en cuanto a:

1. Requerimientos de información geológica,
2. Requerimientos de construcción,
3. Pruebas iniciales,
4. Límites de operación,
5. Monitoreo,
6. Y requerimientos adicionales para pozos a convertir como inyectores.

El artículo 16 establece en qué casos las empresas operadoras deberán suspender las actividades de inyección, por ejemplo:

1. Cuando se presenten fallas durante las pruebas de integridad se debe realizar un cierre inmediato del pozo,
2. Si las presiones del anular igualan el 20% del promedio de la presión de inyección,
3. Si se presenta un evento sísmico de magnitud mayor o igual a cuatro (4) en la escala de Richter, cuyo epicentro esté ubicado dentro del área cuyo radio en torno al pozo de inyección sea de dos (2) veces la profundidad del pozo y a una profundidad hipocentral menor de dieciséis (16) km

En cuanto al artículo 17, en su numeral segundo se establecen las notificaciones que deben realizar las empresas operadoras al Ministerio de Minas y Energía con fines de inspección de los pozos inyectores.

En forma paralela, desde al año 2012, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) en conjunto con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), se encontraba trabajando en la elaboración de los términos de referencia (TdR) para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos. Documento que fue adoptado finalmente por el MADS el 20 de marzo de 2014, mediante la Resolución 0421.

En estos TdR se establece la diferenciación de los conceptos de inyección y reinyección. De forma que el primero se entiende como la utilización de agua de una fuente natural para que sea inyectada en una formación productiva. Y el segundo como el uso de agua de la formación productiva que se reinyecta, o bien a la formación productora para recuperación mejorada, o a una formación diferente con fines de disposición.

De igual forma, se establece que la disposición final de aguas provenientes de la exploración de hidrocarburos se puede realizar a través de la actividad de reinyección a pozos inyectoras, bien sea con fines de recobro mejorado, o con fines de disposición. Todo el tema relacionado con la gestión del agua producida proveniente de la exploración de hidrocarburos a través de la reinyección, se detalla específicamente en los numerales 3.2.4, 6.3 y 7.4 de dicho documento.

## 11. CONCLUSIONES

El agua producida es un fluido inherente a la extracción de hidrocarburos desde las formaciones geológicas. Su origen se remonta a miles de años, tiempo durante el cual, luego de quedar atrapada en los poros de la formación, entra en contacto con la roca y el hidrocarburo, diluyendo una concentración elevada de minerales y compuestos orgánicos e inorgánicos. Muchas de estas sustancias son de especial interés debido a sus efectos tóxicos para los seres vivos y por ende para el equilibrio de los ecosistemas. Entre estas se encuentran los metales pesados, sales disueltas, grasas y aceites, compuestos orgánicos como los fenoles, hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP), y los compuestos BTEX (benceno, tolueno, etilbenceno y xileno), además de los materiales radiactivos de origen natural (NORM).

El manejo del agua producida se debe realizar siguiendo una jerarquía que prioriza la reducción en la fuente a través del empleo de tecnologías para minimizar el volumen de agua extraída desde la formación. Luego, favorece la reutilización (manejo superficial) o el reciclado (reinyección a pozos) del agua producida. Y finalmente si ninguna de las demás opciones es viable, considera la disposición final al ambiente. Por supuesto, tanto el manejo superficial, como la reinyección y la disposición final, estarán sujetas al cumplimiento de las regulaciones ambientales colombianas, para lo cual se deberán emplear tecnologías de tratamiento que permitan mejorar la calidad del agua según su destino.

Las tecnologías a emplear para el tratamiento del agua producida, dependerán tanto de los resultados de análisis de calidad del agua, para identificar sus principales constituyentes, como del destino que se tiene planeado para esta. Por ejemplo, si el agua producida quiere emplearse para la refrigeración de generadores y compresores, esta deberá cumplir las especificaciones que favorezcan la integridad de estos equipos, así como las regulaciones normativas al respecto, en especial las de la autoridad ambiental. Pero si el destino planeado es la reinyección para recobro mejorado, entonces las condiciones de calidad del agua serán diferentes y estarán orientadas a favorecer la integridad del pozo inyector, y a evitar problemas de incrustaciones, taponamientos y corrosión. En cualquier caso, se deberán realizar los respectivos estudios técnicos para identificar las tecnologías de tratamiento a emplear, que por lo general no basta con un solo tipo, si no se trata de sistemas conformados por dos o más tecnologías diferentes.

Las principales tecnologías para el tratamiento del agua producida en el sector hidrocarburos están orientadas a la remoción de grasas y aceites, la desinfección, la desalinización y el tratamiento de los NORM. De estas, las más importantes son aquellas que permiten la remoción de sales disueltas en el agua (desalinización) debido a que la característica más notoria del agua producida es su gran concentración de sales. Muchas de estas sales, así como los compuestos orgánicos disueltos, son difíciles de remover, no obstante los sistemas de filtración por membrana, en especial la Nanofiltración y la Osmosis Inversa, se presentan como tecnologías efectivas y ampliamente estudiadas en el sector.

La legislación ambiental en Colombia, respecto al manejo del agua producida mediante reinyección a pozos, regula por primera vez este aspecto mediante el Decreto 1594 de 1984, actualizándolo posteriormente en el Decreto 3930 de 2010, el cual deroga el anterior Decreto. Respecto a los aspectos técnicos de la reinyección, estos se detallan en la Resolución 90341 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía. Finalmente mediante la Resolución 0421 de 2014, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible adopta los términos de referencia para la elaboración de Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos, en el cual se incorpora la actividad de reinyección como una de las alternativas que deben considerarse en dicho estudio para la obtención de la licencia ambiental.

## 12. DIVULGACIÓN

Las siguientes son las estrategias de divulgación planteadas:

- Se realizará un artículo sobre los aspectos más importantes de la monografía, con el fin de publicar en una revista de divulgación institucional.
- La monografía hará parte de la base de datos institucional de la Universidad Industrial de Santander, para su consulta.
- Se llevara a cabo una socialización de los aspectos más relevantes de la monografía, con el personal encargado del sistema de tratamiento de aguas para reinyección de Petrosantander (Colombia) Inc. Esto permitirá fortalecer su nivel de competencias, especialmente en lo relacionado al impacto ambiental de las aguas producidas.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) American Petroleum Institute. *Strategies for Addressing Salt Impacts of Produced Water Releases to Plants, Soil, and Groundwater.*; Publication 4758; API Publishing Services, 2006.
- (2) Clark, C. E.; Veil, J. A. U.S. Produced water volumes and management practices. *Groundwater Protection Council*. 2015, p 119.
- (3) Subramani, A.; Schlicher, R.; Long, J.; Yu, J.; Lehman, S.; Jacangelo, J. G. Recovery optimization of membrane processes for treatment of produced water with high silica content. *Desalin. Water Treat.* 2011, 36 (December), 297-309.
- (4) Abdou, M.; Carnegie, A.; Mathews, S. G.; McCarthy, K.; O'Keefe, M.; Raghuraman, B.; Wei, W.; Xian, C. G. Valor del agua de formación. *Oilf. Rev.* 2011, 23 (1), 26-39.
- (5) Adebambo, O. Evaluation of the beneficial reuse of produced water: a review of relevant guidelines and produced water toxicity, Duke University, 2011.
- (6) Gutiérrez, E.; Fernández, N.; Herrera, L.; Sepúlveda, J. The effect of ozone applications on biodegradability in water used for oil production. *Multiciencias* 2002, 2 (1), 50-54.
- (7) Perez O., J. J. *Manejo Integral de Aguas Producidas en Campo Petroleros*, Primera Ed.; Cargarphics: Colombia, 2009.
- (8) Alconsult International Ltd. Disposición y tratamiento del agua producida. Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe: Montevideo, Uruguay 2005, p 86.
- (9) Corrêa, A. X. R.; Tiepo, E. N.; Somensi, C. a.; Sperb, R. M.; Radetski, C. M. Use of Ozone-Photocatalytic Oxidation and Biological Remediation for Treatment of Produced Water from Petroleum Refineries. *J. Environ. Eng.* 2010, 136 (1), 40-45.
- (10) Johnson, B. M.; Kanagy, L. E.; Rodgers, J. H.; Castle, J. W. Chemical, physical, and risk characterization of natural gas storage produced waters. *Water. Air. Soil Pollut.* 2008, 191 (1-4), 33-54.

- (11) Díaz, S.; Zamora, E.; Caselles-Osorio, A.; León, J. A. Diseño De Un Humedal Construido Para El Tratamiento Del Agua De Producción De Un Campo De Petróleo Colombiano. *Rev. Fuentes El Reventón Energético* 2013, 11 (2), 53-64.
- (12) Aloulou, F.; Kallell, M.; Belayouni, H. Impact of Oil Field-Produced Water Discharges on Sediments: A Case Study of Sabkhat Boujemal, Sfax, Tunisia. *Environ. Forensics* 2011, 12 (November), 290-299.
- (13) Bonfá, M. R. L.; Grossman, M. J.; Mellado, E.; Durrant, L. R. Biodegradation of aromatic hydrocarbons by Haloarchaea and their use for the reduction of the chemical oxygen demand of hypersaline petroleum produced water. *Chemosphere* 2011, 84 (11), 1671-1676.
- (14) González Alonso, S.; Esteban-Hernández, J.; Valcárcel Rivera, Y.; Hernández-Barrera, V.; Gil de Miguel, Á. Contaminación del agua en fuentes cercanas a campos petrolíferos de Bolivia. *Rev. Panam. Salud Pública* 2010, 28 (4), 235-243.
- (15) Al-Haleem, A. A.; H.Abdulah, H.; Abdul-Jalil Saeed, E. Components and Treatments of Oilfield Produced Water. *Al-Khawarizmi Eng. J.* 2010, 6 (1), 24-30.
- (16) Igwe, C. O.; Al Saadi, A.; Ngene, S. E. Optimal Options for Treatment of Produced Water in Offshore Petroleum Platforms. *J. Pollut. Eff. Control* 2013, 1 (1), 1-5.
- (17) Interstate Oil and Gas Compact Commission; All Consulting. A Guide to Practical Management of Produced Water from Onshore Oil and Gas Operations in the United States. U.S. Department of Energy 2006, p 316.
- (18) Preston, T. M.; Chesley-Preston, T. L. Risk assessment of brine contamination to aquatic resources from energy development in glacial drift deposits: Williston Basin, USA. *Sci. Total Environ.* 2015, 508, 534-545.
- (19) Igunnu, E. T.; Chen, G. Z. Produced water treatment technologies. *Int. J. Low-Carbon Technol.* 2012, N.º July, 1-21.
- (20) Veil, J. A.; Puder, M. G.; Elcock, D.; Redweik Jr., R. J. A White Paper Describing Produced Water from Production of Crude Oil, Natural Gas, and Coal Bed Methane. U.S. Department of Energy 2004, p 87.

- (21) Hayes, T.; Arthur, D. Overview of Emerging Produced Water Treatment Technologies. *11th Annual International Petroleum Environmental Conference*. 11th Annual International Petroleum Environmental Conference: Albuquerque 2004, pp 1-36.
- (22) Farag, A. M.; Harper, D. D. The chronic toxicity of sodium bicarbonate, a major component of coal bed natural gas produced waters. *Environ. Toxicol. Chem.* 2014, *33* (3), 532-540.
- (23) Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. *Resolución 1207 de 2014. Por la cual se adoptan disposiciones relacionadas con el uso de aguas residuales tratadas.*; República de Colombia, 2014.
- (24) Naranjo Suárez, C.; Muñoz Navarro, S.; Zapata Arango, J. Factibilidad Experimental De La Inyección De Agua En Las Arenas Mugrosas Del Campo La Lisama. *Rev. Fuentes El Reventón Energético* 2010, *8* (1), 5-15.
- (25) Izquierdo L., J. L.; Vélez C., R. F.; Game C., C. A.; Gallegos Orta, R. Manual para el procesamiento de agua de inyección en un campo petrolero. *Artículos Tesis Grado - FICT (Escuela Super. Politécnica del Litoral)* 2013, N.º 1, 8.
- (26) Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. *Resolución 0421 de 2014. Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones*; República de Colombia, 2014.
- (27) Jaimes, D.; Pico, M. Diseño De La Planta De Tratamiento De Aguas Residuales Y De Produccion Evaluando las Diferentes Alternativas Nacionales y Extranjeras - Aplicación Campo Colorado, Universidad Industrial de Santander, 2009.
- (28) Ecopetrol S.A. *Reporte Integrado de Gestión Sostenible 2015*; Bogotá, 2015.
- (29) Ministerio de Minas y Energía. *Resolución 90341 de 2014. Por el cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales*; República de Colombia, 2014.
- (30) Sohrabi, M.; Kechut, N. I.; Riazi, M.; Jamiolahmady, M.; Ireland, S.; Robertson, G. Safe storage of Co<sub>2</sub> together with improved oil recovery by Co<sub>2</sub>-enriched water injection. *Chem. Eng. Res. Des.* 2011, *89* (9), 1865-1872.

- (31) Coday, B. D.; Cath, T. Y. Forward osmosis: Novel desalination of produced water and fracturing flowback. *J. Am. Water Works Assoc.* 2014, *106* (February), 37-38.
- (32) Arthur, J. D.; Langhus, B. G.; Patel, C. Technical Summary of Oil & Gas Produced Water Treatment Technologies. *All Consult. LLC.* 2005, N.º March, 53.
- (33) Arnold, R.; Burnett, D. B.; Elphick, J. Manejo de la producción de agua : De residuo a recurso En los campos maduros. *Oilf. Rev.* 2004, *16*, 30-45.
- (34) Martínez, A. M.; Hernández, J. F.; Colás, V. N. Separación de agua del petróleo por acción del campo eléctrico. *Rev. Cuba. Química* 2006, *XVIII* (1), 19-30.
- (35) Ortiz, L. E.; Restrepo, R.; Arenas, C. A.; Bohada, O. Implementación de un sistema alternativo de desnatación y mejoramiento de la calidad del efluente final en separadores API. *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futur.* 1995, *1* (1), 45-53.
- (36) Hu, C.; Zou, X.; Liu, J.; Zhang, S.; Feng, Y.; Huang, X. A novel application of modified bamboo charcoal to treat oil-containing wastewater and its modified mechanism. *Water Sci. Technol.* 2014, *70* (12), 1992-1997.
- (37) Colorado School of Mines. An Integrated Framework for Treatment and Management of Produced Water. *Technical Assessment of produced water treatment technologies.* Research Partnership to Secure Energy for America 2009, p 157.
- (38) Horner, J. E.; Castle, J. W.; Rodgers, J. H.; Gulde, C. M.; Myers, J. E. Design and performance of pilot-scale constructed wetland treatment systems for treating oilfield produced water from Sub-Saharan Africa. *Water. Air. Soil Pollut.* 2012, *223* (5), 1945-1957.
- (39) Grosso, J. L.; Sánchez, L. E.; Avendaño, D.; Restrepo, R. Retención de cloruros, bario y cromo en dos especies de mangle *Avicennia germinans* y *Rhizophora mangle* desarrolladas en aguas de producción de la industria petrolera mediante la técnica de cultivo hidropónico. *CT&F - Ciencia, Tecnol. y Futur.* 2000, *2* (1), 57-67.
- (40) Grosso, J. L.; Restrepo, R.; Sánchez, L. E.; Avendaño, D.; Mantilla, I. Evaluación preeliminar de la participación de especies de mangle en el control de metales pesados en aguas de producción. *CT&F - Ciencia, Tecnol. y Futur.* 1996, *1* (2), 55-65.

- (41) Kingdom K., D.; E., E. F.; T., L. Application of phytoremediation technique in the treatment of produced water using eichornea crassipes. *Int. J. Pharm. Life Sci.* 2013, 4 (2), 331-338.
- (42) Rodriguez, J. Tratamiento Anaerobio De Aguas de Formación. 2015, N.º June, 1-15.
- (43) Sanabria Forero, J.; Restrepo Manrique, R. Sistema combinado para la remoción de fenoles y otros contaminantes orgánicos y reducción de toxicidad de aguas residuales. WO 2011077197 A1, 2009.

## BIBLIOGRAFÍA

ABDOU, Medhat, *et al.* Valor del agua de formación. Oilfield Review [en línea]. 2011, vol. 23, no. 1, p. 26-39. Disponible en internet: <[http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish11/spr11/03\\_valor.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish11/spr11/03_valor.pdf)>

ADEBAMBO, Oluwadamilare. Evaluation of the beneficial reuse of produced water: a review of relevant guidelines and produced water toxicity [en línea]. Duke University, Nicholas School of the Environment, 2011. Disponible en internet: <[http://dukespace.lib.duke.edu/dspace/bitstream/handle/10161/3709/Dami\\_AdebamboMP.pdf%3Fsequence%3D1](http://dukespace.lib.duke.edu/dspace/bitstream/handle/10161/3709/Dami_AdebamboMP.pdf%3Fsequence%3D1)>

AL-HALEEM, Ayad A.; H. ABDULAH, Hamed y ABDUL-JALIL SAEED, Essam. Components and Treatments of Oilfield Produced Water. Al-Khwarizmi Engineering Journal [en línea]. 2010, vol. 6, no. 1, p. 24-30. Disponible en internet: <[http://repository.uobaghdad.edu.iq/uploads/magazines/Khwarizmi\\_engineering/2010/Vol\\_6\\_i\\_1/2246.pdf](http://repository.uobaghdad.edu.iq/uploads/magazines/Khwarizmi_engineering/2010/Vol_6_i_1/2246.pdf)>

ALOULO, Fatma; KALLELL, Monem y BELAYOUNI, Habib. Impact of Oil Field-Produced Water Discharges on Sediments: A Case Study of Sabkhat Boujemal, Sfax, Tunisia. Environmental Forensics. November 2013, vol. 12, p. 290-299. ISSN 1527-5922.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Strategies for Addressing Salt Impacts of Produced Water Releases to Plants, Soil, and Groundwater. API Publishing Services. Publication 4758. Washington D.C., Estados Unidos, 2006.

ARNOLD, Richard, *et al.* Managing Water - From Waste to Resource. Oilfield Review [en línea]. 2004, vol. 16, no. 2, p. 26-41. Disponible en internet: <[http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/ors04/sum04/04\\_managing\\_water.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors04/sum04/04_managing_water.pdf)>.

ARTHUR, J. Daniel; LANGHUS, Bruce G. y PATEL, Chirag. Technical Summary of Oil & Gas Produced Water Treatment Technologies. All Consulting, LLC. [en línea]. 2005, no. March, p. 53. Disponible en internet: <<http://w.all-llc.com/publicdownloads/ALLConsulting-WaterTreatmentOptionsReport.pdf>>.

ASOCIACIÓN REGIONAL DE EMPRESAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL EN LATINOAMÉRICA Y EL CARIBE. Guía Ambiental de ARPEL N°1: Disposición y tratamiento del agua producida. Elaborado por Alconsult International Ltd. Montevideo, Uruguay, 2005.

BONFÁ, Maricy R.L., *et al.* Biodegradation of aromatic hydrocarbons by Haloarchaea and their use for the reduction of the chemical oxygen demand of hypersaline petroleum produced water. *Chemosphere* [en línea]. 2011, vol. 84, no. 11, p. 1671-1676. Disponible en SCIEDIRECT information services. ISSN 00456535.

CLARK, C.E. y VEIL, John A. U.S. Produced water volumes and management practices. Prepared for the Ground Water Protection Council [en línea]. 2015. Disponible en internet: <[http://www.circleofblue.org/waternews/wp-content/uploads/2010/09/ANL\\_EVS\\_\\_R09\\_produced\\_water\\_volume\\_report\\_2437.pdf](http://www.circleofblue.org/waternews/wp-content/uploads/2010/09/ANL_EVS__R09_produced_water_volume_report_2437.pdf)>.

CODAY, Bryan D. y CATH, Tzahi Y. Forward osmosis: Novel desalination of produced water and fracturing flowback. *Journal - American Water Works Association* [en línea] 2014, vol. 106, no. February, p. 37-38. Disponible en EBSCOHOST information services. ISSN 0003150X.

COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución 0421. (20, marzo, 2014). Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones. *Diario Oficial*. Bogotá, D.C.: El Ministerio, 2014. 118 p.

COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución 1207. (25, julio, 2014). Por la cual se adoptan disposiciones relacionadas con el uso de aguas residuales tratadas. Diario Oficial. Bogotá, D.C.: El Ministerio, 2014. 11 p.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 90341 (27, marzo, 2014). Por el cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Diario Oficial. Bogotá, D.C.: El Ministerio, 2014. 18 p.

COLORADO SCHOOL OF MINES. An Integrated Framework for Treatment and Management of Produced Water. Research Partnership to Secure Energy for America [en línea]. Primera Edición, Noviembre 2009. Disponible en internet: <<http://www.rpsea.org/media/files/user/cath1.pdf>>.

CORRÊA, Albertina X. R., *et al.* Use of Ozone-Photocatalytic Oxidation and Biological Remediation for Treatment of Produced Water from Petroleum Refineries. Journal of Environmental Engineering [en línea]. 2010, vol. 136, no. 1, p. 40-45. Disponible en EBSCOHOST information services. ISSN 0733-9372.

DÍAZ, Sergio, *et al.* Diseño de un humedal construido para el tratamiento del agua de producción de un campo de petróleo colombiano. Revista Fuentes: El Reventón Energético [en línea]. 2013, vol. 11, no. 2, p. 53-64. Disponible en internet: <<http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/3831/4190>>.

ECOPETROL S.A. Reporte Integrado de Gestión Sostenible 2015 [en línea]. Bogotá; 2015. p. 676. Disponible en internet: <<http://www.ecopetrol.com.co/documentos/inversionistas/Resumen-Ejecutivo-Informe-Sostenibilidad-2015.pdf>>.

ECOPETROL. Sistema combinado para la remoción de fenoles y otros contaminantes orgánicos y reducción de toxicidad de aguas residuales. Inventores: SANABRIA, J. y RESTREPO, R. Fecha de solicitud: 21, julio, 2010 2009. Colombia, patente de investigación. WO 2011077197 A1. 30, junio, 2011.

FARAG, Aida M. y HARPER, David D. The chronic toxicity of sodium bicarbonate, a major component of coal bed natural gas produced waters. *Environmental toxicology and chemistry / SETAC* [en línea]. 2014, vol. 33, no. 3, p. 532-540. Disponible en PUBMED information services. ISSN 1552-8618.

GONZÁLEZ, Silvia, *et al.* Contaminación del agua en fuentes cercanas a campos petrolíferos de Bolivia. *Revista Panamericana de Salud Pública* [en línea]. 2010, vol. 28, no. 4, p. 235-243. Disponible en internet: <<http://www.scielosp.org/pdf/rpsp/v28n4/01.pdf>>. ISSN 1020-4989.

GROSSO, J.L., *et al.* Evaluación preeliminar de la participación de especies de mangle en el control de metales pesados en aguas de producción. *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro* [en línea]. 1996, vol. 1, no. 2, p. 55-65. Disponible en internet: <<http://www.scielo.org.co/pdf/ctyf/v1n2/v1n2a05.pdf>>.

GROSSO, J.L., *et al.* Retención de cloruros, bario y cromo en dos especies de mangle *Avicennia germinans* y *Rhizophora mangle* desarrolladas en aguas de producción de la industria petrolera mediante la técnica de cultivo hidropónico. *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro* [en línea]. 2000, vol. 2, no. 1, p. 57-67. Disponible en internet: <<http://www.scielo.org.co/pdf/ctyf/v2n1/v2n1a05.pdf>>.

GUTIÉRREZ, Edixon, *et al.* The effect of ozone applications on biodegradability in water used for oil production. *Multiciencias* [en línea]. 2002, vol. 2, no. 1, p. 50-54. Disponible en internet: <<http://www.produccioncientificaluz.org/index.php/multiciencias/article/viewFile/16564/16537>>.

HAYES, Tom y ARTHUR, Dan. Overview of Emerging Produced Water Treatment Technologies [en línea]. 2004. Albuquerque: 11th Annual International Petroleum Environmental Conference. Disponible en internet: <[http://ipec.utulsa.edu/Conf2004/Papers/hayes\\_arthur.pdf](http://ipec.utulsa.edu/Conf2004/Papers/hayes_arthur.pdf)>.

HORNER, Jennifer E., *et al.* Design and performance of pilot-scale constructed wetland treatment systems for treating oilfield produced water from Sub-Saharan Africa. *Water, Air, and Soil Pollution* [en línea]. 2012, vol. 223, no. 5, p. 1945-1957. Disponible en EBSCOHOST information services. ISSN 00496979.

HU, Cui, *et al.* A novel application of modified bamboo charcoal to treat oil-containing wastewater and its modified mechanism. *Water Science & Technology* [en línea]. 2014, vol. 70, no. 12, p. 1992-1997. Disponible en EBSCOHOST information services. ISSN 0273-1223.

IGUNNU, Ebenezer T. y CHEN, George Z. Produced water treatment technologies. *International Journal of Low-Carbon Technologies* [en línea]. 2012, no. July, p. 1-21. Disponible en EBSCOHOST information services. ISSN 17481325.

IGWE, Chibunna O.; AL SAADI, Abdulrahman y NGENE, Stanley E. Optimal Options for Treatment of Produced Water in Offshore Petroleum Platforms. *Journal of Pollution Effects & Control* [en línea]. 2013, vol. 1, no. 1, p. 1-5. Disponible en internet: <<http://www.esciencecentral.org/journals/optimal-options-for-treatment-of-produced-water-in-offshore-petroleum-platforms-jpe.1000102.pdf>>.

INTERSTATE OIL AND GAS COMPACT COMMISSION y ALL CONSULTING. A Guide to Practical Management of Produced Water from Onshore Oil and Gas Operations in the United States [en línea]. 2006. U.S. Department of Energy. Disponible en internet: <<http://www.all-llc.com/publicdownloads/ALL-PWGuide.pdf>>.

IZQUIERDO, José Luis, *et al.* Manual para el procesamiento de agua de inyección en un campo petrolero [en línea]. 2013. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Disponible en internet: <<http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/24526>>.

JAIMES, Diana y PICO, Maria. Diseño de la planta de tratamiento de aguas residuales y de producción evaluando las diferentes alternativas nacionales y extranjeras - aplicación Campo Colorado [en línea]. 2009. Universidad Industrial de Santander. Disponible en internet: <<http://repositorio.uis.edu.co/jspui/bitstream/123456789/688/2/129404.pdf>>.

JOHNSON, Brenda M., *et al.* Chemical, physical, and risk characterization of natural gas storage produced waters. *Water, Air, and Soil Pollution* [en línea]. 2008, vol. 191, no. 1-4, p. 33-54. Disponible en EBSCOHOST information services. ISSN 00496979.

KINGDOM, Dune; E., Ezeilo F. y T., Longjohn. Application of phytoremediation technique in the treatment of produced water using *Eichornea crassipes*. *International Journal of Pharmacy and Life Sciences* [en línea]. 2013, vol. 4, no. 2, p. 331-338. Disponible en EBSCOHOST information services.

MARTÍNEZ, A. Moro; HERNÁNDEZ, J. Falcón y COLÁS, V. Novoa. Separación de agua del petróleo por acción del campo eléctrico. *Revista Cubana de Química* [en línea]. 2006, vol. XVIII, no. 1, p. 19-30. Disponible en EBSCOHOST information services.

MIJAYLOVA, P.; RAMÍREZ, E. y SANDOVAL, L. Treatment of petroleum production wastewater for reuse in secondary oil recovery. *Water science and technology: a journal of the International Association on Water Pollution Research* [en línea]. 2008, vol. 57, no. 6, p. 875-882. Disponible en EBSCOHOST information services. ISSN 0273-1223.

NARANJO, Carlos; MUÑOZ, Samuel y ZAPATA, José. Factibilidad experimental de la inyección de agua en las arenas mugrosas del campo La Lisama. *Revista Fuentes: El Reventón Energético* [en línea]. 2010, vol. 8, no. 1, p. 5-15. Disponible en EBSCOHOST information services.

ORTIZ, L.E., *et al.* Implementación de un sistema alternativo de desnatación y mejoramiento de la calidad del efluente final en separadores API. *En: CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro*. Diciembre, 1995. vol. 1, no. 1, p. 45-53.

PEREZ, Jhon. Manejo Integral de Aguas Producidas en Campo Petroleros. 1 Ed. Colombia: Cargarphics, 2009. 69 p. ISBN 978-958-44-5501-7.

PRESTON, Todd M. y CHESLEY-PRESTON, Tara L. Risk assessment of brine contamination to aquatic resources from energy development in glacial drift deposits: Williston Basin, USA. *Science of the total environment* [en línea]. 2015, vol. 508, p. 534-545. Disponible en SCIEDIRECT information services. ISSN 1879-1026.

SOHRABI, Mehran, *et al.* Safe storage of CO<sub>2</sub> together with improved oil recovery by CO<sub>2</sub>-enriched water injection. *Chemical Engineering Research and Design* [en línea]. 2011, vol. 89, no. 9, p. 1865-1872. Disponible en SCIEDIRECT information services. ISSN 02638762.

SUBRAMANI, Arun, *et al.* Recovery optimization of membrane processes for treatment of produced water with high silica content. *Desalination and Water Treatment* [en línea]. 2011, vol. 36, no. December, p. 297-309. Disponible en EBSCOHOST information services. ISSN 1944-3994.

VEIL, John A., *et al.* A White Paper Describing Produced Water from Production of Crude Oil, Natural Gas, and Coal Bed Methane [en línea]. 2004. U.S. Department of Energy. Disponible en internet: <<http://www.ipd.anl.gov/anlpubs/2004/02/49109.pdf>>.