



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN FINAL DEL AGUA  
PRODUCIDA EN YACIMIENTOS PETROLEROS.**

**T E S I S**

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
**INGENIERO PETROLERO**  
QUE PRESENTA:  
JAVIER SÁNCHEZ URIBE

DIRECTORA DE TESIS: Dra. Rocío G. De la Torre Sánchez



MÉXICO, D. F., CD. UNIVERSITARIA AGOSTO 2013



# ÍNDICE

<b>1.0 ANTECEDENTES</b>	<b>1</b>
1.1. Introducción	1
1.2. Origen del agua producida	4
1.3. Acuífero	11
1.4. Control de agua en los pozos productores	14
1.5. Fuentes de la producción de agua	20
1.6. Instalaciones de superficie	21
<b>2.0 CARACTERIZACIÓN DEL AGUA PRODUCIDA</b>	<b>24</b>
2.1. Muestreo	25
2.2. Normas mexicanas que especifican el método de análisis de un parámetro	25
2.3. Consideraciones y recomendaciones para un buen muestreo	28
2.3.1. Botellas de muestra	28
2.3.2. Volumen de muestra	29
2.4. Métodos de laboratorio	31
2.5. Características del agua producida	32
2.5.1. Química general	32
2.5.2. Componentes primarios	32

2.5.3. Componentes y sus propiedades	33
2.5.3.1. Cationes	33
2.5.3.2. Aniones	34
2.6. Otras propiedades	35
<b>3.0. LEGISLACIÓN AMBIENTAL MEXICANA EN MATERIA</b>	
<b>DE AGUAS CONTAMINADAS</b>	40
3.1. SEMARNAT	41
3.2. SEMAR	42
3.3. PROFEPA	42
3.4. CONAGUA	43
3.5. Calidad y normalización de las descargas	43
3.6. LGEEPA	44
3.7. LAN	45
3.8. Las normas reglamentarias de la prevención y control de la contaminación del agua	46
3.8.1. NOM-001-SEMARNAT-1996	48
3.8.2. NOM-143-SEMARNAT-2003	52
<b>4.0. PROCESOS DE TRATAMIENTO</b>	56
4.1. Tratamientos	56
4.2. Tecnologías convencionales para el tratamiento del agua producida	58

4.2.1. Separación basada en la gravedad	58
4.2.2. Técnicas de separación basado en el filtrado	58
4.3. Remoción del petróleo disperso	59
4.3.1. Estanques de retención o fosas de almacenamiento	59
4.3.2. Separador API	60
4.3.3. Tanques y recipientes desnatadores	61
4.3.4. Separadores de placas paralelas	62
4.3.5. Coalescedores	62
4.3.5.1. Precoalescedores	63
4.3.5.2. PECT-F	64
4.3.5.3. Mare´s Tail	66
4.4. Separación mejorada por gravedad	67
4.4.1. Hidrociclones	68
4.4.2. Centrifugadoras	69
4.5. Evaporación	71
4.6. Separación por flotación	72
4.6.1. Sistemas de flotación con gas	73
4.7. Separación de sólidos en suspensión	75
4.7.1. Filtros de cáscara de nuez	77
4.7.2. Filtros de lecho graduado	78
4.7.3. Filtros cartucho	79

4.8. Sedimentación	79
4.10. Filtración por membranas	80
4.10.1. Microfiltración y ultrafiltración	82
4.10.2. Ósmosis inversa y nanofiltración	82
4.11. Electrodialisis	83
4.12. Remoción de gas disuelto	85
4.13. Tratamiento químico	88
4.13.1. Floculación y coagulación	88
4.13.2. Floculación y Separación Magnética (FMS)	90
4.13.3. Precipitación química	91
4.13.4. Oxidación química	92
4.13.5. Tratamiento por ozono	92
4.13.6. Demulsificantes	94
4.14. Tratamiento Biológico	95
4.14.1. Lodo activado	95
4.14.2. Biodegradación	97
4.15. Tratamiento con Biocidas	98
4.15.1. Bacterias	98
4.15.2. Bacterias nocivas	99
<b>5. MÉTODOS DE DISPOSICIÓN DEL AGUA PRODUCIDA</b>	<b>104</b>
5.1. Recomendados	105
5.1.1. Inyección de agua	105

5.1.2. Disposición de agua en pozo profundo	109
5.2. Aceptables	110
5.2.1. Descarga costa fuera	110
5.2.2. Evaporación	111
5.2.3. Disposición en pozos de poca profundidad	112
<b>CONCLUSIONES</b>	116
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	118

## **INDICE DE FIGURAS**

<b>Figura 1.1. Producción Estimada de Agua Producida en Tierra y Costa</b>	<b>2</b>
<b>Figura 1.2. Producción Típica de un Campo Petrolero</b>	<b>3</b>
<b>Figura 1.3. Proceso de Formación del Petróleo</b>	<b>5</b>
<b>Figura 1.4. Principales Receptáculos Petrolíferos</b>	<b>7</b>
<b>Figura 1.5. Representación de la Saturación de los Fluidos en el Poro</b>	<b>10</b>
<b>Figura 1.6. Representación de los Diferentes Tipos de Acuíferos</b>	<b>13</b>
<b>Figura 1.7. Distribución de los Fluidos en un Yacimiento Típico Antes de Comenzar la Producción o Inyección</b>	<b>16</b>
<b>Figura 1.8. Ciclo del Agua</b>	<b>17</b>
<b>Figura 1.9. Instalaciones de Superficie Típicas</b>	<b>22</b>
<b>Figura 3.1. Nivel de especificidad de la legislación nacional en lo que se refiere al control de las descargas de aguas residuales</b>	<b>47</b>
<b>Figura 4.1. Tratamiento del Agua Producida en Campos de Aceite y Gas</b>	<b>57</b>
<b>Figura 4.2. Estanque de Retención. Isla Kharg, Golfo Pérsico</b>	<b>60</b>
<b>Figura 4.3. Separador API</b>	<b>61</b>
<b>Figura 4.4. Tecnología PECT-F</b>	<b>65</b>
<b>Figura 4.5. Tecnología Mare's Tail</b>	<b>67</b>
<b>Figura 4.6. Partes del Hidrociclón</b>	<b>69</b>
<b>Figura 4.7. Sistema Centrifugo</b>	<b>70</b>



<b>Figura 4.8. Flotación Hidráulica</b>	<b>74</b>
<b>Figura 4.9. Filtro de Cascara de Nuez Hydroflow</b>	<b>78</b>
<b>Figura 4.10. Nivel de separación por filtración por membranas</b>	<b>81</b>
<b>Figura 4.11. Proceso de electrodiálisis</b>	<b>84</b>
<b>Figura 4.12. Floculación y Separación Magnética</b>	<b>91</b>

## **INDICE DE TABLAS**

<b>Tabla 1.1. Composición Típica del Petróleo</b>	<b>5</b>
<b>Tabla 1.2. Costo Estimado del Manejo de Agua</b>	<b>19</b>
<b>Tabla 2.1. Normas Mexicanas que especifican el método de análisis de un parámetro</b>	<b>26</b>
<b>Tabla 2.2. Componentes que se miden en el laboratorio</b>	<b>33</b>
<b>Tabla 3.1 Limites Máximos Permisibles para Contaminantes Básicos</b>	<b>49</b>
<b>Tabla 3.2 Limites Máximos Permisibles para Metales Pesados y Cianuros</b>	<b>50</b>
<b>Tabla 4.1 Bacterias Reductoras de Sulfato</b>	<b>99</b>
<b>Tabla 4.2 Ventajas y desventajas de los tratamientos comunes para el agua producida.</b>	<b>101</b>
<b>Tabla 5.1 Costos de los métodos de disposición del agua producida</b>	<b>114</b>

## RESUMEN

El agua producida es el producto de desperdicio de mayor producción en la industria petrolera. Se estima que la producción mundial de agua es aproximadamente de 210 millones de barriles por día por 75 millones de barriles de petróleo, es decir, que en la actualidad se produce de tres a cuatro barriles de agua por cada barril de petróleo. Las grandes cantidades de agua producida que se genera en los campos petroleros tienen efectos perjudiciales en los ecosistemas marinos y terrestres. En los últimos años debido a la creciente conciencia pública y leyes gubernamentales se les pide mayor atención a las compañías petroleras en todo el mundo en su compromiso con la protección ambiental es por eso que se ha despertado el interés por desarrollar tecnologías que logren eficazmente el uso y manejo del agua tratada. El tratamiento a seguir del agua producida dependerá en gran parte de las características de su origen así como la disposición final elegida. La disposición final va de la mano de los parámetros establecidos en cada lugar específico donde se lleve a cabo.

La importancia respecto al tratamiento del agua producida ha ido en aumento y cada año se generan nuevas tecnologías que sean amigables con el medio ambiente además que se busca que sean eficientes en su funcionamiento. El objetivo más importante en las nuevas tecnologías es la eliminación de impurezas tanto como sea posible y no sólo enfocarse específicamente en el aceite.

Los diferentes métodos de tratamiento de agua producida ofrecen muchas opciones para causar el menor daño posible al medio ambiente, cada tecnología tiene características especiales que ayudan a separar o eliminar contaminantes

específicos, el uso de estas tecnologías dependerá de las necesidades requeridas en cada caso.

La producción de agua seguirá en aumento y los tratamientos no son suficientes para eliminar por completo el problema, ninguna tecnología por si sola puede satisfacer las características del agua producida y los mejores resultados en el uso de las tecnologías es la combinación de estas para satisfacer la normatividad. En esta tesis se habla de tecnología que ha sido probada y es común en la industria petrolera hasta el año 2010. Además sabremos de los métodos más usados de la disposición final del agua tanto aceptados como los no recomendados y esto depende de las leyes de la región donde se lleva a cabo el proceso de tratamiento.

## CAPÍTULO 1

### ANTECEDENTES

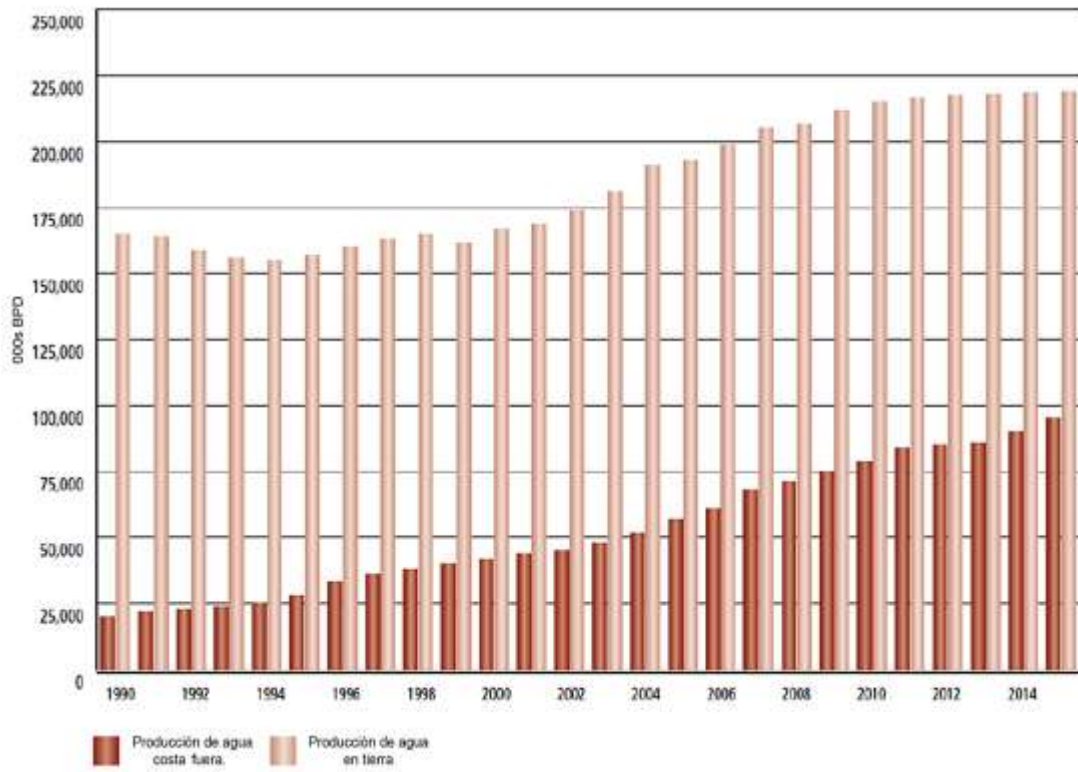
#### 1.1. Introducción

El agua producida también conocida como salmuera, agua de formación, ha sido desde hace mucho tiempo el mayor producto de desperdicio en un yacimiento petrolero. Se estima que la producción mundial del agua es de aproximadamente de 210 millones de barriles por día que acompañan a los 75 millones de barriles de petróleo. Es decir que en la actualidad se produce de tres a cuatro barriles de agua por cada barril de petróleo durante la vida de todos los pozos petroleros (*Oilfield Review*, 2000).

Entre los años 2010-2012 la producción estimada ha sido de 300MM [bpd]. La figura 1.1 muestra la producción estimada de agua producida en tierra y costa fuera.

## ANTECEDENTES

Figura 1.1. PRODUCCIÓN ESTIMADA DE AGUA PRODUCIDA EN TIERRA Y COSTA FUERA.



Fuente: SPE, 2010.

Dado que los sistemas de manejo del agua son costosos se estima un costo de entre 5 o más de 50 centavos de dólar por barril de agua en un pozo que produce petróleo con un 80% de corte de agua, el costo del manejo de agua puede ascender a 4 dólares por barril de petróleo producido (*Oilfield Review*, 2000).

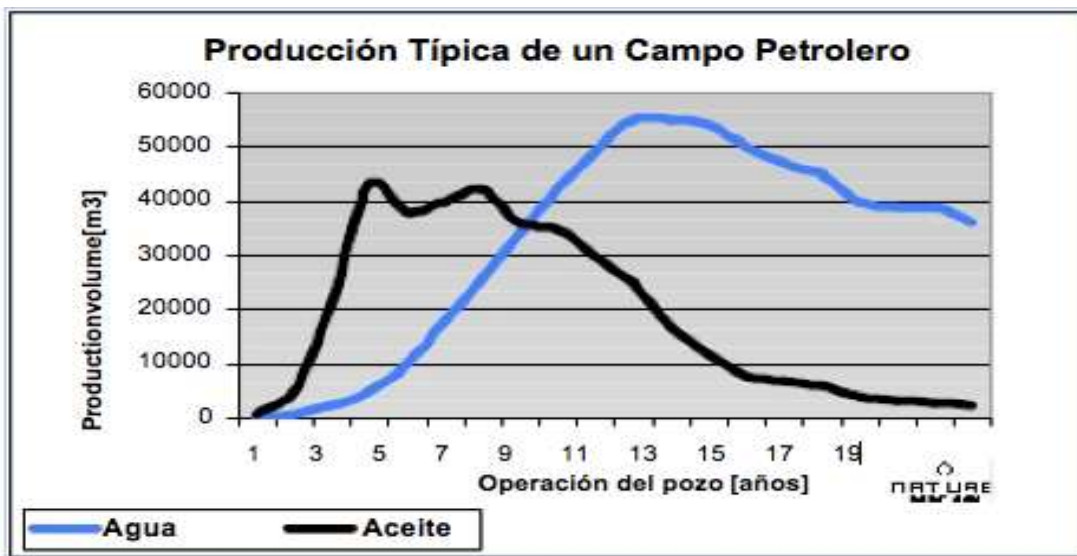
La reglamentación es cada vez más rigurosa y requiere de un tratamiento óptimo del agua antes de su descarga. Muchas investigaciones científicas se han realizado para determinar las consecuencias a largo plazo de la descarga del agua producida en el ambiente. Los resultados dicen que los componentes tóxicos del agua producida como los hidrocarburos disueltos y algunos metales, causan un daño

## ANTECEDENTES

irreversible en el ambiente circundante. Debido a estos riesgos las compañías han estado invirtiendo más recursos y han desarrollado nuevas técnicas en el manejo y desecho del agua producida.

El perfil típico de la producción del agua producida y la producción de hidrocarburos en un campo petrolero del Noroeste Atlántico se muestra en la figura 1.2.

Figura 1.2. PRODUCCIÓN TÍPICA DE UN CAMPO PETROLERO.



Fuente: NATURE, 2004.

La figura 1.2 muestra el cambio significativo en el porcentaje de agua-aceite cuando el campo alcanza su madurez, apreciándose que el agua se convierte en el producto de mayor cantidad, debido a esto es de suma importancia tener la tecnología necesaria y los mejores tratamientos para el manejo del agua.

### 1.2. Origen del agua producida

Es frecuente encontrar agua y petróleo en los yacimientos petroleros, el agua a consecuencia de su alta densidad con respecto al aceite se encuentra bajo capas enormes de hidrocarburos en el medio poroso. Una vez que la producción de aceite y gas comienza, con el paso del tiempo, el agua de formación empieza a fluir por el pozo dando comienzo a la producción de agua prácticamente desde el comienzo de la explotación. El corte de agua normalmente se incrementa con el paso del tiempo, por lo que cuando la producción se cierra el contenido de aceite es muy bajo y el contenido de agua es de aproximadamente un 98%.

La relación tan estrecha que existe entre el agua y el petróleo empieza desde el origen del hidrocarburo.

La teoría más aceptada es la de origen orgánico y sedimentario. Esta teoría muestra que el petróleo es el resultado de un complejo proceso físico-químico producido a profundidad, y que por la presión y las altas temperaturas, se produce la descomposición de enormes cantidades de materia orgánica que luego se convierten en aceite y gas. La materia orgánica original ha sido aportada en su mayor parte por el fitoplancton y el zooplancton marinos, a lo que se suma todo el conjunto de restos animales y vegetales, los cuales se depositaron en lechos marinos y en el fondo de los grandes lagos (Schlumberger, 2004). En la figura 1.3 representa el proceso de formación del petróleo.



## ANTECEDENTES

**Figura 1.3. PROCESO DE FORMACIÓN DEL PETRÓLEO.**



Fuente: Schlumberger, 2004.

El petróleo está formado principalmente por hidrocarburos que son compuestos de hidrógeno y carbono, en su mayoría parafinas, naftenos y aromáticos.

La composición típica del petróleo se muestra en la Tabla 1.1.

**Tabla 1.1. COMPOSICIÓN TÍPICA DEL PETRÓLEO.**

Elementos	Porcentajes
<i>Carbón</i>	76-87
<i>Hidrógeno</i>	10-14
<i>Oxígeno</i>	1-6
<i>Azufre</i>	0-3
<i>Nitrógeno</i>	0.2

Fuente: Schlumberger, 2004.

La migración primaria es el movimiento desde la roca madre hacia el interior del yacimiento debido a la compresión de las rocas petrolíferas que aumentan la temperatura y presión provocando esta migración. Una vez que los hidrocarburos empiezan a migrar a través de las rocas llegan a encontrarse con una trampa la cual

## ANTECEDENTES

impide cualquier movimiento adicional debido a los estratos impermeables de coberturas o barreras (Figura 1.4). Esta concentración es el resultado de la segregación por gravedad entre el petróleo y el agua, que normalmente produce desplazamiento del agua del depósito. Es importante notar que el petróleo segregado permanece en contacto con la capa de agua o capa freática y, en muchos casos, es presionado por la misma.

Las trampas requieren de una roca de depósito con permeabilidad y porosidad, y un sello. Las rocas densas, no porosas e impermeables, constituyen sellos, por ejemplo la sal y las lutitas, al estar bajo estas condiciones todos los hidrocarburos se almacenan en esta trampa geológica también conocida como Yacimiento petrolero (ARPEL, 2000).

Yacimiento se entiende por la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente, los hidrocarburos que ocupan los poros huecos de la roca almacén, se encuentran a alta presión y temperatura, debido a la profundidad que se encuentra la zona productora.

En resumen, para que se formen yacimientos de petróleo y gas son necesarios por lo menos cuatro factores esenciales.

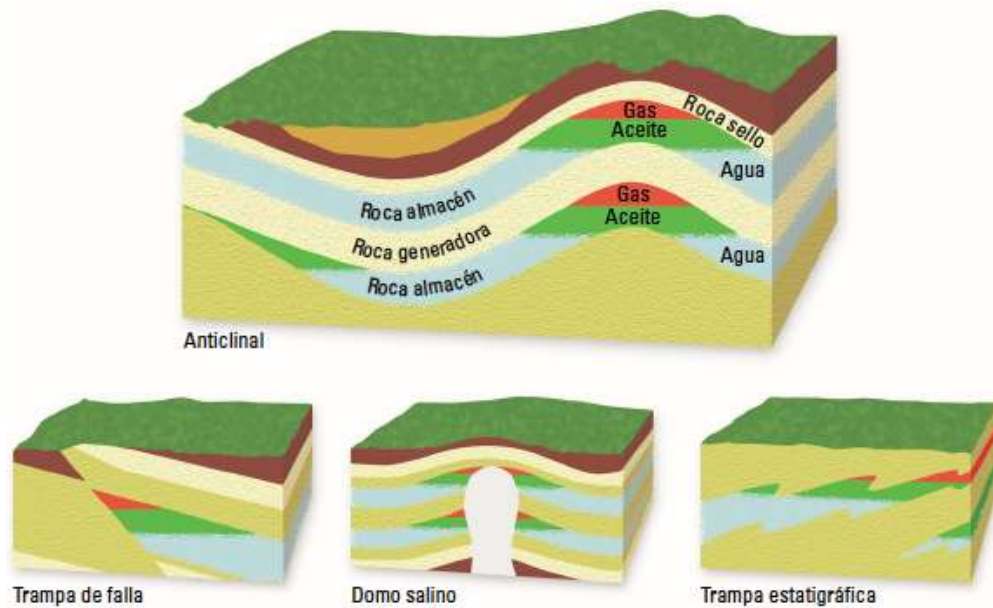
- Que exista presencia de rocas generadoras que se hayan convertido en petróleo por efecto de presión y temperatura;

## ANTECEDENTES

- Que este contenida dentro de una roca almacenadora, porosa y permeable para que pueda fluir cuando se producen cambios en la presión del Yacimiento;
- Que la roca almacenadora este cubierta por una roca impermeable capaz de evitar el escape hacia la superficie (roca sello);
- Que exista sincronía entre la formación de las trampas y la migración de los hidrocarburos.

Pemex, 1968.

Figura 1.4. PRINCIPALES RECEPTÁCULOS PETROLÍFEROS.



Fuente: Schlumberger, 2004.

Las tres propiedades más importantes de los yacimientos son:

1. *Porosidad*. Es un espacio disponible en la roca, sirviendo como receptáculo para los fluidos presentes en ella. Se puede definir como la relación del espacio vacío en la roca con respecto al volumen total de ella. Esto es que un volumen de roca, esta

## ANTECEDENTES

formado por un volumen de huecos o poros y un volumen de sólidos; matemáticamente se expresa como:

$$v_r = v_p + v_s \quad (1.1)$$

Por lo que:

$v_r$  = Volumen de roca [ $L^3$ ],

$v_p$  = Volumen de poros [ $L^3$ ],

$v_s$  = Volumen de sólidos [ $L^3$ ].

Si el volumen de poros se relaciona al volumen de roca, se obtiene la porosidad, y ésta se representa en fracción o en porcentaje:

$$\emptyset = \frac{v_p}{v_r} \quad (1.2)$$

2. *Saturación*. La saturación es otra propiedad importante de las yacimientos, dado que es un parámetro necesario para determinar la cantidad de hidrocarburos contenidos en la roca. Por ello es necesario conocer los tipos y las cantidades de los fluidos que contiene el yacimiento, sean estos: aceite, gas y agua.

La saturación es el volumen de un fluido que se encuentra dentro de los huecos de una roca, en relación con el volumen total de huecos o volumen de la roca almacenadora y se expresa en porcentaje o fracción, matemáticamente se representa de la siguiente forma:

$$Sf = \frac{v_f}{v_p} \quad (1.3)$$

## ANTECEDENTES

donde:

$S_f$  = Saturación de fluido,

$v_f$  = Volumen del fluido,

$v_p$  = Volumen de poro.

Generalmente, en casi todas las formaciones productoras de hidrocarburos, en un principio, los espacios porosos estuvieron llenos de agua *connota* (nacido al mismo tiempo), son las aguas que quedaron atrapadas en los depósitos sedimentarios al tiempo de su formación y han permanecido en ellos desde entonces. Posteriormente, cuando se presentó la migración de los hidrocarburos, esta agua es desplazada por dichos hidrocarburos (aceite y gas), al quedar éstos entrampados en la roca almacenadora. Realmente, el agua no es desplazada totalmente por los hidrocarburos, ya que siempre queda algo de ella en la roca. Así, se tiene más de un fluido en el yacimiento. Refiriéndose a dos fluidos, por ejemplo agua y aceite, la saturación en conjunto siempre debe ser 1 o 100% ( $S_w + S_o = 1.0$ ) y lo mismo para tres fluidos, la sumatoria de las tres saturaciones debe ser 1 o 100% (Figura 4.5).

Si se tuviera un solo fluido en el medio poroso, entonces el volumen será igual al volumen del fluido, esto es:

$$S_f = \frac{v_f @ CY}{v_p @ CY} \quad (1.4)$$

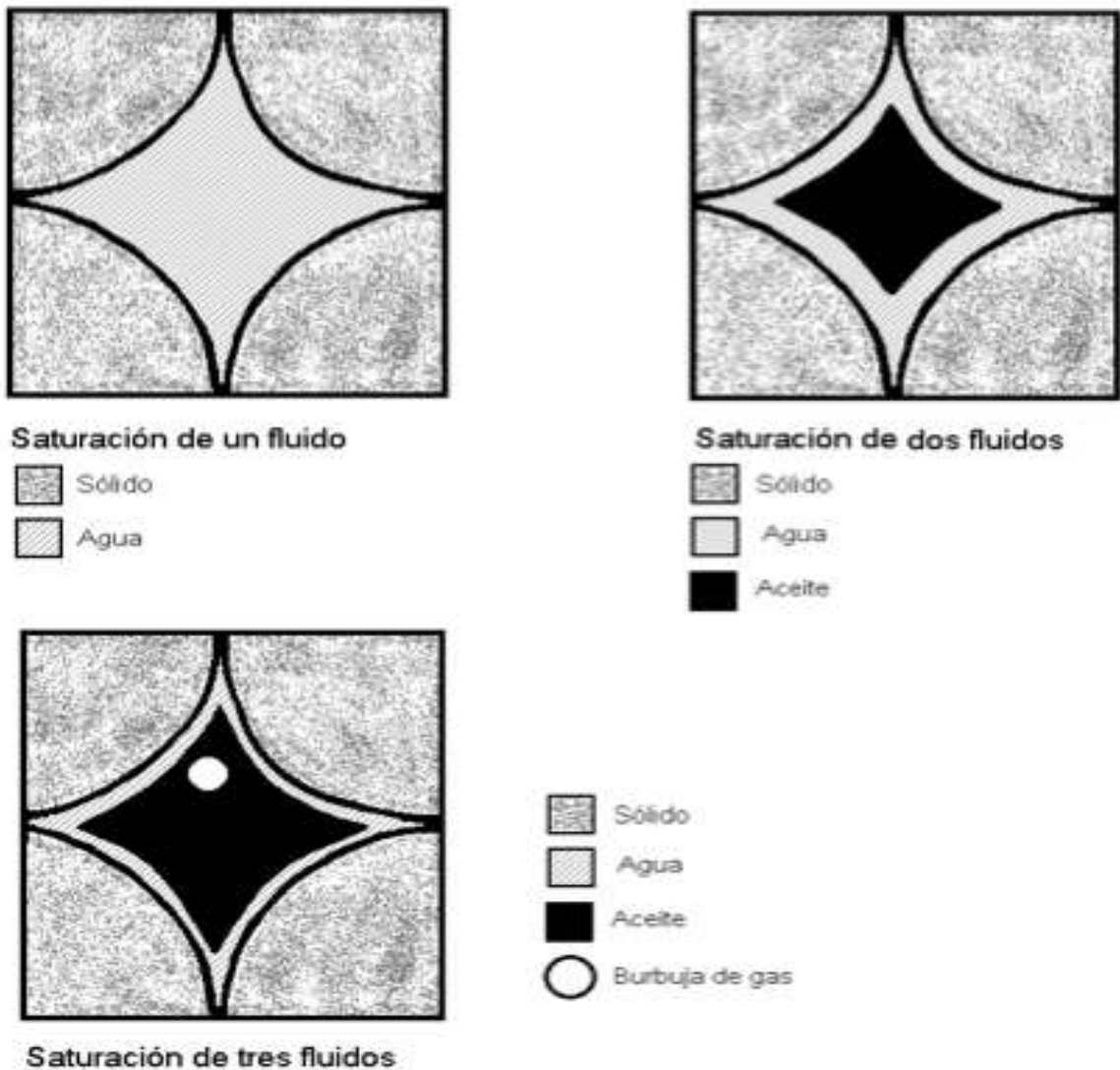
para lo cual:

$v_f @ CY$  = Volumen de fluidos a condiciones de Yacimiento.

$v_p @ CY$  = Volumen de poros a condiciones de Yacimiento.

## ANTECEDENTES

Figura 1.5. REPRESENTACIÓN DE LA SATURACIÓN DE LOS FLUIDOS EN EL PORO.



Fuente: *Conceptos básicos de comportamiento de yacimientos*, 2006.

3. *Permeabilidad.* Se puede definir como la facilidad que tiene la roca para permitir el paso de fluidos a través de ella. Es uno de los parámetros de las rocas que más frecuentemente se determinan aunque es muy importante saber la cantidad de hidrocarburos que contiene el yacimiento, así como también es esencial saber la facilidad con la que fluirán a través del sistema poroso al pozo.

## ANTECEDENTES

Una fuente importante de producción de agua en un yacimiento petrolero es un acuífero el cual se define a continuación:

### 1.3. Acuífero

Un acuífero es una formación geológica subterránea compuesta de grava, arena o piedra porosa, capaz de almacenar y rendir agua. Las condiciones geológicas e hidrológicas determinan su tipo y funcionamiento. Por ejemplo, se espera que mientras mayor sea la porosidad de las rocas (variante entre 5 y 20 por ciento), según el tipo de roca, más agua produzca el acuífero. Hay dos tipos de acuíferos: los confinados y los no confinados.

En el subsuelo el agua se encuentra distribuida en dos grandes zonas: la de aeración y la de saturación.

La zona de saturación tiene como límite superior al nivel freático o superficie freática, la cual es definida por el agua que se encuentra a la presión atmosférica. Todos los estratos situados abajo del nivel freático se encuentran totalmente saturados. Se llaman *acuíferos* a aquellos estratos, dentro esta zona, que pueden proporcionar agua en una cantidad aprovechable. Desde luego, el término acuífero es muy relativo, pues depende de las condiciones existentes en cada zona: en una zona árida donde sea difícil la obtención de agua subterránea, una formación que proporcione unos cuantos litros por segundo puede considerarse un acuífero.

Quizá los acuíferos más efectivos sean la arenas y la grava sin consolidar, la arenisca y algunas calizas, mientras que las arcillas, las lutitas y la mayoría de las

## ANTECEDENTES

rocas metamórficas y las rocas ígneas cristalinas son generalmente acuíferos pobres.

*Acuífero confinado (limitado).* En un acuífero confinado las formaciones que se encuentran en la parte superior e inferior de éste, son formaciones relativamente impermeables, que sólo contienen agua a una presión mayor que la atmosférica. Si se perforara un pozo en este tipo de acuífero el agua fluiría naturalmente sin necesidad de usar una bomba, pueden rendir hasta 1000 galones de agua por minuto.

*Acuífero semiconfinado.* Si un acuífero está limitado por formaciones a través de las cuales puede recibir o ceder volúmenes significativos (comparables con los que circulan por el acuífero), se le llama acuífero semiconfinado o Leaky.

*Acuífero libre.* Cuando un acuífero tiene como límite superior el nivel freático, se le da el nombre de acuífero libre o Freático. Los acuíferos confinados y semiconfinados pueden transformarse en libres, cuando la superficie piezométrica desciende bajo el techo del acuífero.

*Superficie piezométrica.* En los pozos que penetran en acuíferos confinados o semiconfinados, el nivel del agua asciende arriba del techo del acuífero, alcanzando, en ocasiones, la superficie del terreno.

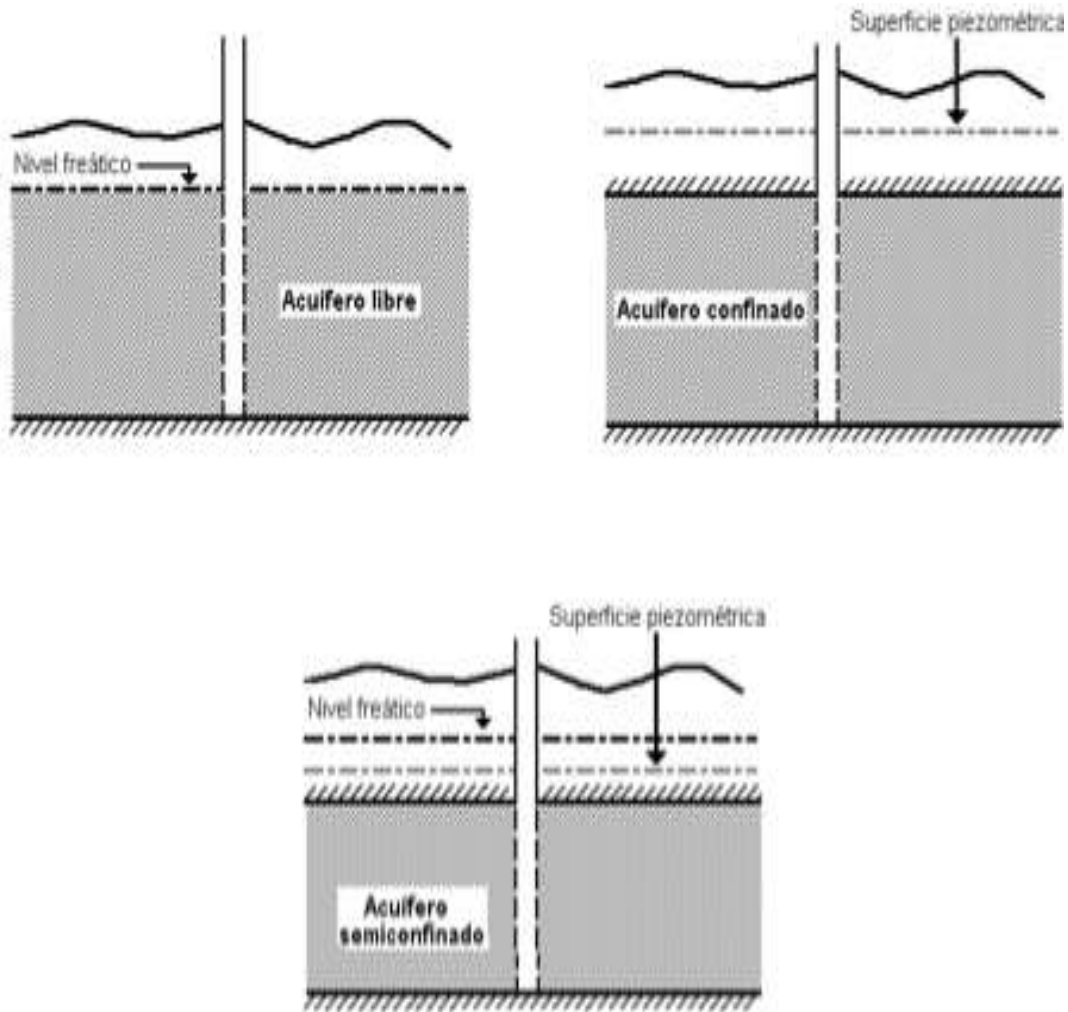
La superficie imaginaria definida por los niveles del agua en los pozos que penetran este tipo de acuíferos, recibe el nombre de superficie piezométrica, sus variaciones corresponden a cambios en la presión del agua del acuífero y puede encontrarse en un punto dado, ya sea arriba o abajo del nivel freático.



## ANTECEDENTES

En la figura 1.6 se representan los diferentes tipos de acuíferos.

**Figura 1.6. REPRESENTACIÓN DE LOS DIFERENTES TIPOS DE ACUÍFEROS.**



Fuente: *Conceptos básicos de comportamiento de yacimientos*, 2006.

El proceso de segregación por gravedad al que han sido sometidos resulta en la estratificación de los fluidos en el yacimiento. La capa superior es de gas (si hay gas libre presente), la siguiente es de petróleo y la inferior es de agua. El contacto entre dos capas cualesquiera, puede ser definido o podrá extenderse a través de una extensa zona de transición.

#### 1.4. Control de agua en los pozos productores

A medida que la producción continúa, disminuye la presión del yacimiento en la vecindad inmediata de los pozos productores, se produce movimiento de fluido dentro del yacimiento y se perturba el contacto agua-aceite.

Si la tasa de disminución de presión es infinitamente pequeña, se podría esperar el ascenso de la zona de contacto a una velocidad y forma uniforme. El yacimiento estaría siempre en equilibrio. Hay movimiento de fluido en el yacimiento y los contactos de agua-aceite cambian. Estos cambios varían desde un movimiento relativamente parejo y constante, hasta la digitación del agua, que es más móvil, hacia las zonas de baja presión creadas por los vacíos de los pozos productores.

Los movimientos del agua y de los contactos son una función de los parámetros del yacimiento, particularmente la transmisibilidad y las tasas de recolección.

Desde el comienzo de explotación se debe contar con equipos para separar el agua del petróleo, eliminar y tratar el agua y permitir que continúe la producción.

Otra fuente importante de agua en un pozo petrolero se debe a la recuperación secundaria (inyección de agua). El agua se inyecta mediante un sistema de pozos ubicados entre los pozos productores. El agua mantiene la presión y además barre el petróleo de los poros del yacimiento hacia el pozo. La recuperación del petróleo depende del volumen barrido. La recuperación es del orden del 60%, al pasar de diez a veinte volúmenes de agua por el espacio de cada poro. Con estos volúmenes de barrido se tiene gran cantidad de agua producida, que normalmente es recirculada al yacimiento.

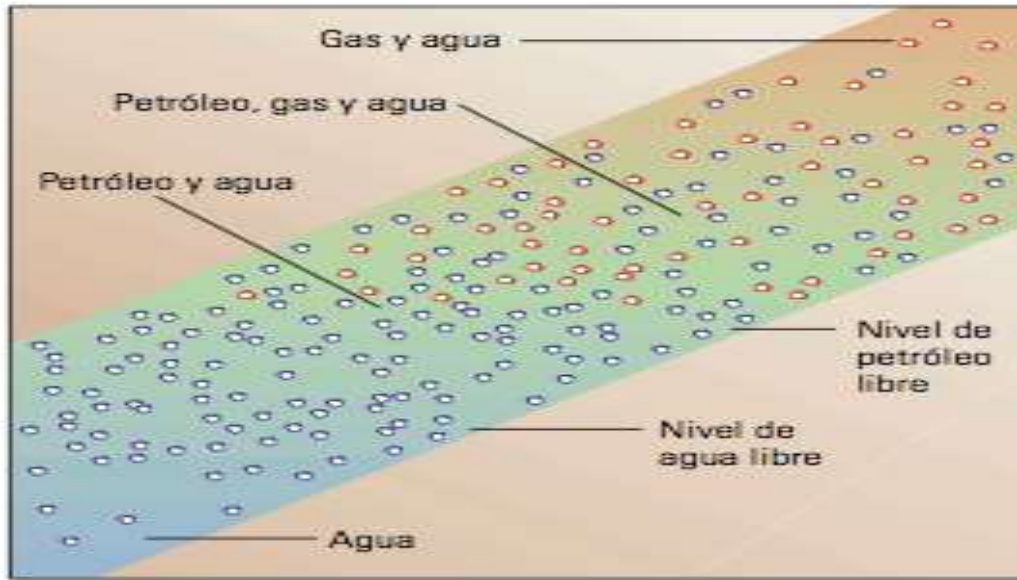
## ANTECEDENTES

La cantidad de agua que se puede tolerar en cualquier pozo productor varía considerablemente. En una inundación de agua, donde hay separación en el sitio, y reinyectan grandes volúmenes, el límite máximo económico muy bien podría ser de 50:1, es decir, 50 barriles de agua producida por cada barril de petróleo. En otros casos donde la eliminación de agua es limitada y costosa y las regalías sobre el petróleo son altas, los límites económicos serán mucho menores- quizá tan bajos como de 2 o 3:1. En los pozos de gas también se produce agua, aunque generalmente en cantidades mucho menores que en los de aceite. Puesto que el gas también se comprime, los yacimientos de gas no se prestan a la inyección de agua. Se pueden anticipar volúmenes en una escala de 0.5 a 5 barriles por millones de pies cúbicos de gas y pueden crear problemas severos en el manejo, particularmente los hidratos, aún a volúmenes bajos. Esta agua generalmente se retira del gas usando deshidratadores que más adelante trataremos, y luego se evaporan durante el ciclo de regeneración del equipo.

Hasta ahora sabemos que agua está presente en todas las etapas de la vida del campo petrolero, desde el origen, exploración, hasta el abandono del campo, pasando por el desarrollo y la producción del mismo (Figura 1.7).

## ANTECEDENTES

Figura 1.7. DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS EN UN YACIMIENTO TÍPICO ANTES DE COMENZAR LA PRODUCCIÓN O INYECCIÓN.



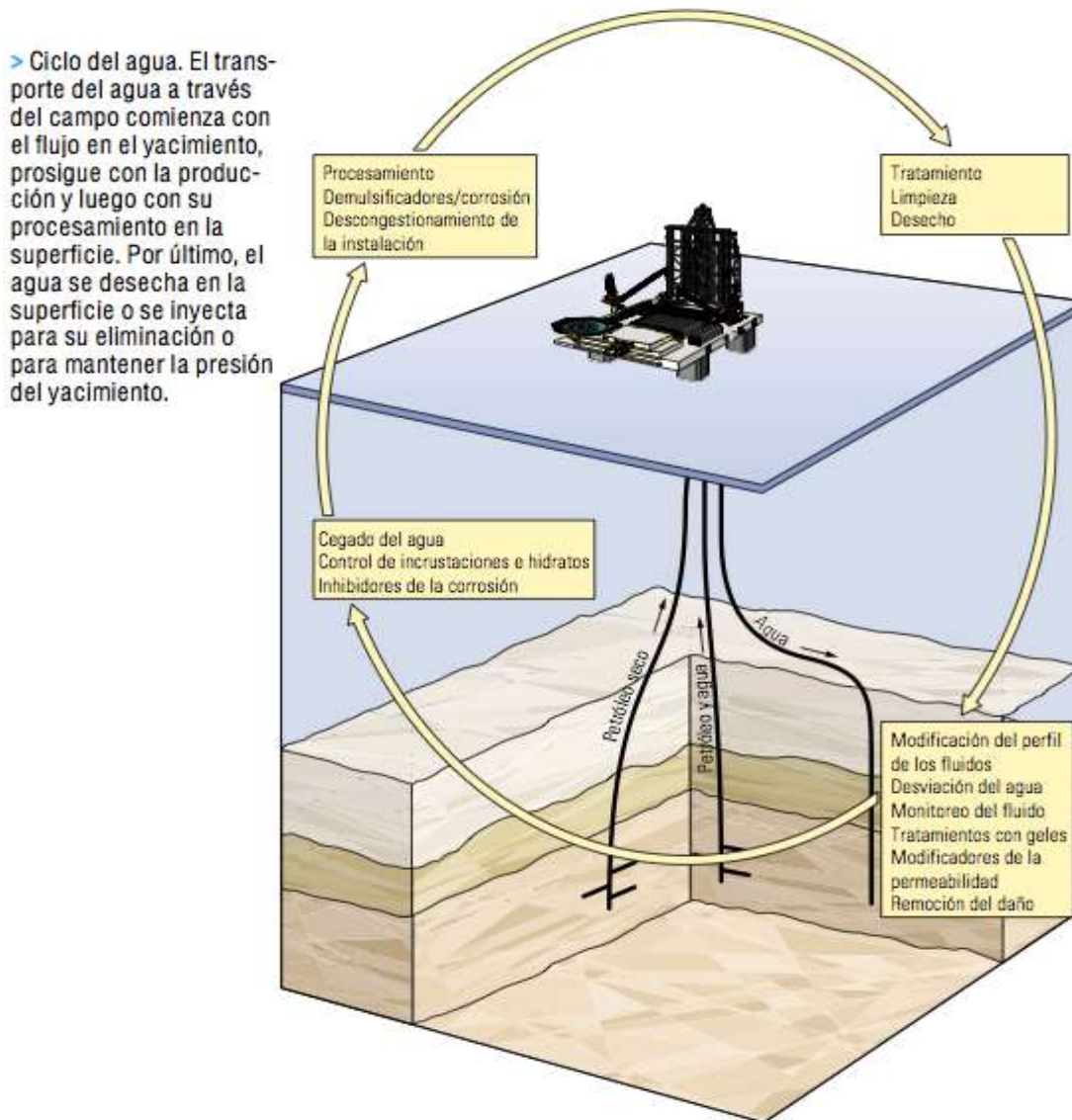
Fuente: *Oilfield Review*, 2000.

Cuando se extrae petróleo de un yacimiento, tarde o temprano el agua proveniente de un acuífero subyacente o de los pozos inyectores se mezcla y es producida junto con el petróleo.

Este flujo de agua a través de un yacimiento, que luego invade la tubería de producción y las instalaciones de procesamiento en la superficie y, por último, se extrae y se desecha o bien se inyecta para mantener la presión del yacimiento, recibe el nombre de “ciclo del agua” mostrado en la figura 1.8.

## ANTECEDENTES

Figura 1.8. CICLO DEL AGUA.



Fuente: *Oilfield Review*, 2000.

El aspecto económico de la producción de agua a lo largo del ciclo del agua depende de una variedad de factores, como la tasa de flujo total, las tasas de producción, las propiedades del fluido. Como la densidad del petróleo y la salinidad del agua producida. Los costos operativos que comprenden las tareas de levantamiento, separación, filtrado, bombeo y reinyección, se suman a los costos totales.

## ANTECEDENTES

Uno de los aspectos a considerar y de importancia son los costos de eliminación del agua producida que puede variar enormemente desde 10 centavos de dólar por barril, cuando el agua se descarga en áreas marinas, hasta más de \$1.50 dólares por barril cuando se transporta con camiones en tierra firme (*Oilfield Review*, 2000).

Si bien el ahorro potencial derivado del control del agua es importante en sí mismo, tiene más valor el aumento potencial de la producción y de la recuperación del crudo.

El manejo del ciclo de producción de agua, la separación de la misma en el fondo, en la superficie y su eliminación, comprenden una amplia variedad de servicios de campo, que incluyen la adquisición de datos y el diagnóstico con sensores de fondo; el perfil de producción y el análisis del agua para detectar problemas de agua; la simulación de yacimientos para caracterizar el flujo y diversas tecnologías para eliminar los problemas del agua, tales como la separación e inyección en el fondo, cegado químico y mecánico, y separación del agua e instalaciones de producción, véase la tabla 1.2.

Tabla 1.2. COSTO ESTIMADO DEL MANEJO DE AGUA.

		20.000 bpd		50.000 bpd		100.000 bpd		200.000 bpd		Promedio	
<b>Levantamiento</b>	Inversiones/Gastos	\$0,044	5,28%	\$0,044	7,95%	\$0,044	9,29%	\$0,044	10,25%	<b>\$0,044</b>	<b>7,69%</b>
	Consumos	\$0,050	6,38%	\$0,054	9,62%	\$0,054	11,24%	\$0,054	12,40%	<b>\$0,054</b>	<b>9,30%</b>
<b>Separación de agua libre</b>	Inversiones/Gastos	\$0,087	10,36%	\$0,046	8,27%	\$0,035	7,24%	\$0,030	6,82%	<b>\$0,049</b>	<b>8,55%</b>
	Consumos	\$0,002	0,30%	\$0,003	0,45%	\$0,003	0,52%	\$0,003	0,58%	<b>\$0,003</b>	<b>0,43%</b>
	Productos químicos	\$0,034	4,09%	\$0,034	6,16%	\$0,034	7,20%	\$0,034	7,94%	<b>\$0,034</b>	<b>5,95%</b>
<b>Eliminación de restos de crudo</b>	Inversiones/Gastos	\$0,147	17,56%	\$0,073	12,99%	\$0,056	11,64%	\$0,046	10,58%	<b>\$0,081</b>	<b>13,92%</b>
	Productos químicos	\$0,040	4,81%	\$0,041	7,25%	\$0,041	8,47%	\$0,041	9,34%	<b>\$0,041</b>	<b>7,00%</b>
<b>Filtrado</b>	Inversiones/Gastos	\$0,147	17,47%	\$0,068	12,18%	\$0,047	9,85%	\$0,030	6,87%	<b>\$0,073</b>	<b>12,63%</b>
	Consumos	\$0,012	1,48%	\$0,010	1,79%	\$0,010	2,09%	\$0,010	2,31%	<b>\$0,011</b>	<b>1,84%</b>
<b>Bombeo</b>	Inversiones/Gastos	\$0,207	24,66%	\$0,122	21,89%	\$0,091	19,06%	\$0,079	18,15%	<b>\$0,125</b>	<b>21,61%</b>
	Consumos	\$0,033	3,99%	\$0,034	6,01%	\$0,034	7,03%	\$0,034	7,75%	<b>\$0,034</b>	<b>5,81%</b>
<b>Inyección</b>	Inversiones/Gastos	\$0,030	3,62%	\$0,030	5,45%	\$0,030	6,37%	\$0,030	7,02%	<b>\$0,030</b>	<b>5,27%</b>
	<b>Costo total/bbl</b>	<b>\$0,842</b>	<b>100%</b>	<b>\$0,559</b>	<b>100%</b>	<b>\$0,478</b>	<b>100%</b>	<b>\$0,434</b>	<b>100%</b>	<b>\$0,578</b>	<b>100%</b>
	Total de productos químicos	\$0,074	8,90%	\$0,075	13,41%	\$0,075	15,67%	\$0,075	17,28%	<b>\$0,075</b>	<b>12,96%</b>
	Total de consumos	\$0,102	12,16%	\$0,010	17,87%	\$0,100	20,88%	\$0,100	23,03%	<b>\$0,101</b>	<b>17,38%</b>
	Total de pozos	\$0,074	8,89%	\$0,075	13,40%	\$0,075	15,66%	\$0,075	17,27%	<b>\$0,075</b>	<b>12,95%</b>
	Instalaciones de superficie	\$0,589	70,05%	\$0,309	55,33%	\$0,227	47,80%	\$0,184	42,41%	<b>\$0,328</b>	<b>56,71%</b>

Procesamiento en la superficie		Pozos productores		Pozos inyectoras	
Separación de agua libre	0,0025 kw/bbl	Un pozo de 7000 pies	\$1.000.000,00	Perforar y completar	Un pozo de 7000 pies \$600.000,00
Levantamiento	1,92 kw/bbl	Recompletación	\$300.000	Por completación	Recompletación \$200.000
Inyección	1,2 kw/bbl	Total 1 pozo	\$1.600.000,00	3 Completaciones	Total 1 pozo \$1.000.000,00
Costo	\$0,028 por kw-hr	Costo por agua	\$400.000,00		Total inyectado 32.850.000
		Producción total	1.000.000 bbl @ 90% corte de agua		3 Completaciones
		Agua total	9.000.000 bbl @ 90% corte de agua		
		<b>Costo de levantamiento del agua</b>	<b>\$0,04</b> \$/bbl		<b>Costo de inyección de agua</b> <b>\$0,03</b> \$/bbl

^ Costo del ciclo del agua. La tabla muestra el costo estimado del manejo del agua por barril, que incluye inversiones de capital y gastos operativos, consumos y productos químicos, en las distintas etapas de levantamiento, separación, eliminación de restos de crudo, filtrado, bombeo e inyección para niveles de producción del fluido entre 20.000 y 200.000 barriles por día [3.181 a 31.180 m<sup>3</sup>/d].

Fuente: *Oilfield Review*, 2000.

### 1.5. Fuentes de la producción de agua

Si bien es cierto que ningún operador quiere producir agua, es casi inevitable además hay que saber que hay aguas que son mejores que otras y es importante saber distinguir entre el agua de barrido, el agua buena (aceptable) y el agua mala.

*Agua de barrido.* Proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento. El manejo de este tipo de agua es una parte fundamental del manejo del yacimiento y puede constituir un factor determinante en la productividad de los pozos y de las reservas finales (Oilfield review, 2000).

*Agua buena.* Es el agua producida dentro del hueco o una tasa inferior al límite económico de la relación agua-aceite. Es una consecuencia inevitable del flujo de agua a través del yacimiento, y no se puede eliminar sin perder parte de las reservas. La producción del agua buena tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo de petróleo y agua en toda la matriz de la formación. El flujo fraccional de agua está determinado por la tendencia natural de mezcla que provoca el aumento gradual de la relación agua-aceite.

*Agua mala.* El agua mala se puede definir como el agua producida dentro del hueco, que no produce petróleo, o bien cuando la producción de petróleo no es suficiente para compensar el costo asociado con el manejo del agua, es decir, es agua producida por encima del límite económico de la relación agua-aceite.

En resumen sabemos que el agua esta presente prácticamente en todos los campos petroleros y que la producción de agua aumenta conforme el campo va madurando, esta producción de agua puede ser desde muy pequeña hasta alcanzar grandes



## ANTECEDENTES

volúmenes una vez que el agua irrumpa y siga aumentando esta producción de agua hasta alcanzar el límite económico.

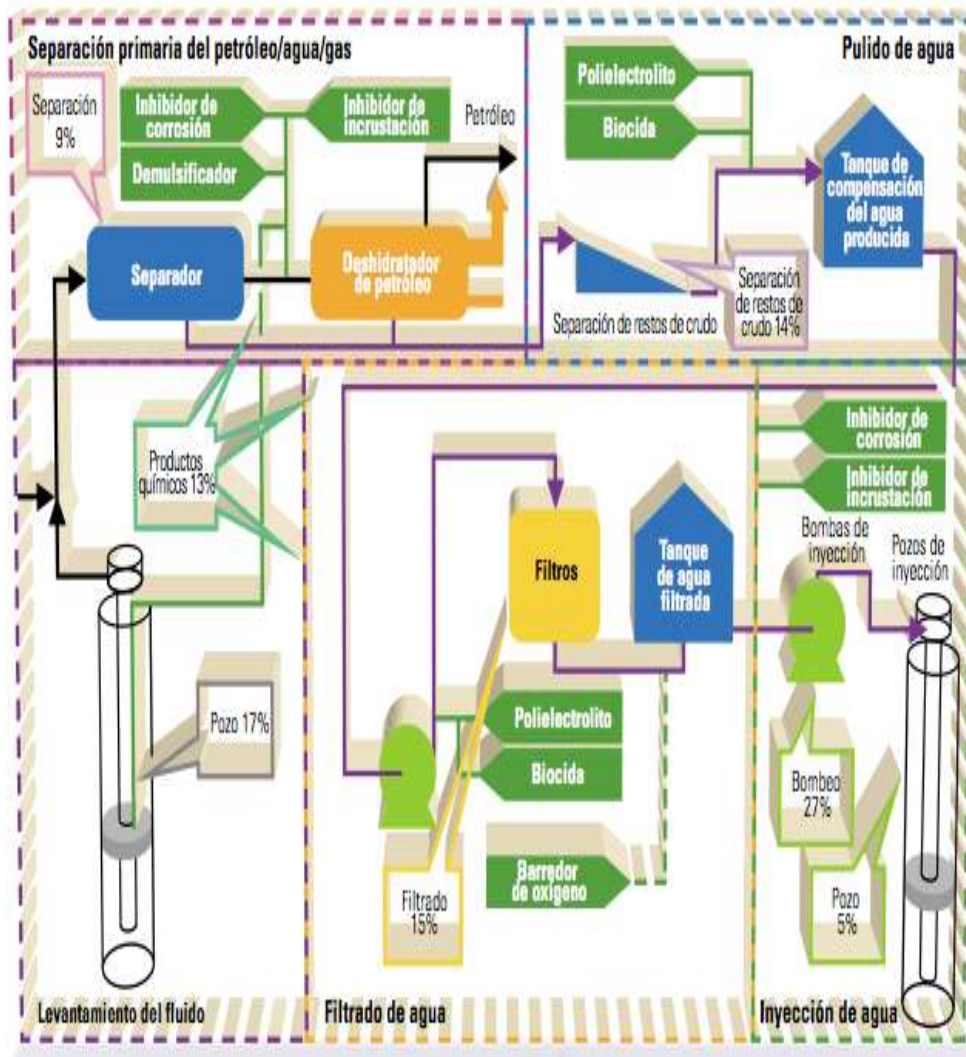
El siguiente paso importante del tratamiento del agua producida es la de la separación de los fluidos petroleros donde una vez separados cada una de las fases las cuales son: Agua, aceite, gas y sólidos prosigue al tratamiento de cada uno en forma particular. Empezaremos hablando de las instalaciones en superficie, también conocidas como Baterías de separación.

### **1.6. Instalaciones de superficie**

Las instalaciones de superficie separan el agua del petróleo y la procesan hasta lograr la especificación requerida para desecharla en el medio ambiente o para reinyectarla (figura 1.9).

## ANTECEDENTES

Figura 1.9. INSTALACIONES DE SUPERFICIE TÍPICAS.



Fuente: *Oilfield Review*, 2000.

La mezcla se somete a un tratamiento para eliminar las impurezas el cual separa el agua del petróleo hasta que su concentración baje al 0,5 o el 1,0 % dependiendo de las condiciones de entrega. El gas se envía a una planta de procesamiento o simplemente se quema. El agua se reinyecta para su eliminación y para mantener la presión del yacimiento.

## ANTECEDENTES

En una instalación típica de tratamiento de agua para ser inyectada, cada una de las corrientes de agua del proceso de separación se someten a un proceso de eliminación de los restos de aceite hasta lograr un nivel compatible con la descarga al medio ambiente o a la formación receptora, que por lo general oscila entre 10 y 40 ppm, en la etapa de filtración se utiliza un filtro de 10 a 50 micrones para quitar sólidos, lo cual hace que el agua sea más compatible con la formación antes de la reinyección.

Los tratamientos químicos incluyen rompedoras de emulsión, biocidas, polielectrólitos y secuestrantes de oxígeno que se agregan al agua para acondicionarla (se verá más afondo en el siguiente capítulo) para la reinyección además de inhibidores de corrosión y químicos para combatir las incrustaciones minerales, que se adicionan para proteger las tuberías y los equipos de fondo. Cuando el agua se produce a altas tasas, los aditivos químicos constituyen hasta un 20% de los costos de manejo del agua en la superficie. El equipamiento de superficie y las instalaciones representan un 80% restantes (*Oifield Review*, 2000).

## CAPÍTULO 2

### CARACTERIZACIÓN DEL AGUA PRODUCIDA

La composición del agua producida es diferente en cada yacimiento. Y su producción cambia conforme el tiempo pasa. Existe la posibilidad de un cambio en su composición ya que los pozos se someten a diferentes métodos para mejorar la producción como son la inyección de agua, gas, estimulación en el yacimiento, actividad bacterial, introducción de productos químicos entre otros.

El agua producida es básicamente una mezcla de agua de formación y de inyección y contiene pequeñas cantidades de:

- Disueltos orgánicos
- Algunos metales pesados
- Minerales disueltos
- Sólidos (arena y sedimentos)
- Gas disuelto y bacterias
- Aceite en suspensión
- Productos químicos

Los componentes solubles como el Benceno, tolueno, etilbenceno y xileno, (BTEX) Hidrocarburos aromáticos y alcanos junto con algunos metales pesados se consideran como los principales contaminantes en el agua producida (NATURE, 2007).

### **2.1. Muestreo**

Para obtener buenos resultados en los análisis del agua producida es necesario tener una buena muestra representativa. A partir de los análisis se pueden detectar los problemas que están presentes así como los potenciales. Existen dos situaciones bajo las cuales se puede recuperar agua de formación de un yacimiento petrolero. La primera cuando se realizan pruebas de producción de cierto horizonte en particular y la segunda cuando un pozo petrolero ya está produciendo aceite (o gas o condensado) y al mismo tiempo genera cierta proporción de agua, la cual es la mejor situación en la que se puede obtener una muestra de agua (Kharaka y Hanor, 1994).

### **2.2. Normas mexicanas que especifican el método de análisis de un parámetro**

Es importante este análisis y las guías a seguirse deberán ser llevadas como especifica la normatividad de cada elemento correspondiente. En la tabla 2.1 se muestra la norma mexicana que especifica el método de muestreo para diferentes parámetros.

## CARACTERIZACIÓN DEL AGUA PRODUCIDA

**Tabla 2.1. NORMAS MEXICANAS QUE ESPECIFICAN EL MÉTODO DE ANÁLISIS DE UN PARÁMETRO.**

Parámetro	Método de Determinación	Norma que especifica el método
Muestreo de Agua Residual	Muestra simple	<b>NMX-003</b>
Hidrocarburos	Determinación de Hidrocarburos Totales del Petróleo	<b>NMX-AA-117-SCFI</b>
Sales Disueltas Totales (SDT)	Evaporación-Calcinación	<b>NMX-AA-034-SCFI</b>
Contenido de Aceite y Grasas	Método de Extracción Soxhlet	<b>NMX-AA-005-SCFI</b>
pH	Método Potencio-métrico	<b>NMX-AA-008-SCFI</b>
Temperatura del Agua	Método visual con termómetro	<b>NMX-AA-007-SCFI</b>
Materia Flotante	Método visual con malla específica	<b>NMX-AA-006</b>
Sólidos Suspendidos Totales	Evaporación-Calcinación	<b>NMX-AA-034-SCFI</b>
Sólidos Sedimentables	Método del Cono Imhoff	<b>NMX-AA-004-SCFI</b>
Arsénico	Método espectrofotométrico absorción atómica	<b>NMX-AA-051-SCFI</b>
Cromo	Método espectrofotométrico absorción atómica	
Mercurio	Método espectrofotométrico absorción atómica	
Níquel	Método espectrofotométrico absorción atómica	
Plomo	Método espectrofotométrico absorción atómica	
Zinc	Método espectrofotométrico absorción atómica	

*Muestra simple.* La que se tome en el punto de descarga, de manera continua, en un día normal de operación que se refleje cuantitativa y cualitativamente el o los procesos más representativos de las actividades que generan la descarga, durante el tiempo necesario para completar cuando menos, un volumen suficiente para que se

## CARACTERIZACIÓN DEL AGUA PRODUCIDA

lleven a cabo los análisis necesarios para conocer su composición, aforando el caudal descargado en el sitio y el momento del muestreo.

*Hidrocarburos totales del petróleo (HTPs)*. Son los compuestos orgánicos que son extraídos de la muestra con tetracloruro de carbono, no son absorbidos en silica gel y absorben energía de un número de onda de  $2930\text{ cm}^{-1}$ .

*Sólidos suspendidos totales (SST)*. Sólidos constituidos por sólidos sedimentables, sólidos y materia orgánica en suspensión y/o coloidal, que son retenidas en el elemento filtrante.

*Sales disueltas totales (SDT)*. Sustancias orgánicas e inorgánicas solubles en agua y que no son retenidas en el material filtrante.

*Método de extracción Soxhlet*. Este método se basa en la absorción de grasas y aceites en tierra de diatomeas, los cuales son extraídos en un Soxhlet empleando hexano como disolvente. Una vez terminada la extracción se evapora el hexano y se pesa el residuo que ha quedado en el recipiente; siendo este valor el contenido de grasas y aceites.

*Materia flotante*. Todo aquel material que quede retenido en una malla entre 2.8 mm y 3.3 mm de abertura.

*Sólidos sedimentables*. Materiales que se detectan en el fondo de un recipiente debido a la sedimentación de estos.

*Método del cono Imhoff*. Colocar la muestra bien mezclada en un cono Imhoff hasta que marque 1 L. dejar sedimentar 45 min, una vez transcurrido este tiempo agitar

## CARACTERIZACIÓN DEL AGUA PRODUCIDA

suavemente y mantener en reposo 15 min más y registrar el volumen de sólidos sedimentables del cono.

*Método espectrofotométrico absorción atómica.* El método para la determinación de metales por espectrofotometría de absorción atómica en aguas naturales, potables y residuales se basa en la generación de átomos en estado basal y en la medición de la cantidad de energía absorbida por estos, la cual es directamente proporcional a la concentración de ese elemento en la muestra analizada.

### **2.3. Consideraciones y recomendaciones para un buen muestreo**

#### **2.3.1. Botellas de muestra**

Si el análisis es para determinar el contenido mineral disuelto de sólidos, se utilizan únicamente botellas plásticas nuevas con tapa plástica bien ajustada. Las botellas de 500 ml o de un cuarto de galón (aproximadamente 1.13 l) son las más usadas, aunque en algunas casos se necesiten botellas de hasta 8 litros. Existen varios modelos con combinaciones distintas de diseño de botella y tapa. Las botellas de boca ancha o grande son más fáciles de llenar, pero el sello de la tapa es a menudo menos confiable.

Se recomienda el uso de marcadores indelebles sobre la misma botella. Nunca emplear recipientes metálicos: el agua producida los corroerá (disolviéndoles) y se contaminará (ARPEL, 2000).



### 2.3.2. Volumen de muestra

El volumen mínimo de muestra es de 500 ml. Es una buena opción mandar varias muestras para asegurarse que el análisis sea representativo, especialmente si el laboratorio se halla a gran distancia.

Se recomienda llenar tres botellas durante un periodo prolongado (por ejemplo una hora) y enviárselas a cada analizador.

Si el fin de la muestra es para analizar solamente el contenido de mineral disuelto, y hay disponible una válvula de muestreo, se recomienda conectar un trozo de manguera al extremo de la válvula. Abrir la válvula y dejar correr el agua hasta que el color sea constante. Para así obtener una buena muestra, una vez que el agua este limpia y el color sea constante, dejar que la botella desborde aproximadamente diez veces su volumen. Extraer la manguera suavemente e inmediatamente colocar la tapa.

Si la muestra se ha de analizar para el contenido de petróleo, no se puede emplear una manguera. Se deberá de llenar la botella de vidrio directamente del punto de muestreo. Se deberá tener cuidado que no se derrame ya que el petróleo puede adherirse al vidrio o puede ser arrastrado, causando mediciones erróneas.

Una vez llenada la botella se deberá clasificar correctamente. Se debe acompañar una descripción completa de la muestra, especificando dónde y cuándo fue obtenida la muestra, bajo cuáles condiciones de temperatura y presión, y otros datos pertinentes.

## CARACTERIZACIÓN DEL AGUA PRODUCIDA

Otras sugerencias para el muestreo incluyen:

- Tomar muestras desde el cabezal del pozo si es posible.
- Si se toman muestras en un tanque, realizar el muestreo a varios niveles de la columna del fluido. Esto podrá requerir un equipo especial, tal como un “muestreador”
- Tomar muestras cuando el sistema esté funcionando de forma normal. Muchas veces es más conveniente muestrear cuando el sistema está detenido, pero estas muestras no serán representativas.
- Si se muestrean aguas de superficie para ser evaluadas para un proceso de inyección o para determinar contaminantes, se debe recordar que la composición del agua puede cambiar considerablemente con la época del año. Esto es especialmente importante cuando se mide la turbidez, el contenido de oxígeno disuelto y la población microbiana.
- El agua producida puede cambiar considerablemente con el transcurso del tiempo.
- A veces se agregan aguas residuales o de purga de la planta, y el agua puede mostrar un cambio cíclico en su composición debido a la regeneración por intercambio de iones o al ciclado de purga. Se debe contar con registros de operación
- No haber sido afectados por inundación o por tratamientos de inyección, incluyendo acidificación.
- Producir cantidades suficientes de agua en proporción con el aceite para que al momento de la separación se recuperen al menos 500 ml.

## CARACTERIZACIÓN DEL AGUA PRODUCIDA

- Tener lugares de muestreo antes de la entrada del fluido al separador.
- Conservar las muestras en un lugar fresco (12 a 16 °C) y alejado de la luz hasta ser transportadas, para su separación y preparación para el análisis.
- Colectar la muestra en envases de 3 litros de polietileno de alta densidad (HDPE) y cerrarlos inmediatamente después del muestreo. Se procura llenar los recipientes hasta el tope y colocar un tapón de goma para evitar cualquier tipo de fuga y evitar el contacto de oxígeno con el agua, esto se requiere para prevenir la oxidación de metales (ARPEL, 2000).

### 2.4. Métodos de laboratorio

Las pruebas que se hacen en el laboratorio generalmente son: separación de fases, medición de propiedades químicas y físicas a las aguas de formación y preparación de muestra para su análisis.

En el caso de agua de formación y aceite se requieren de cinco minutos hasta varias horas para separarse, lo cual depende de la temperatura, composición del agua, contenido de aceite y la proporción entre ellos. Las muestras reposan un día en embudos de separación de un litro para tener una separación máxima de dos fases a temperatura ambiente. Al estar separados, se toman las muestras de aceite para mantenerlo como muestra testigo.

Algunas propiedades del agua pueden cambiar rápidamente después del muestreo; por ejemplo el pH, la temperatura, el contenido de gas disuelto, los sólidos en suspensión y la población bacteriana. Muchas de las propiedades que son de mayor

## CARACTERIZACIÓN DEL AGUA PRODUCIDA

preocupación sólo pueden determinarse con mediciones *in situ*. Un análisis completo involucra mediciones tanto *in situ* como en el laboratorio.

### **2.5. Características del agua producida**

#### **2.5.1. Química general**

La composición química de los las aguas de formación alcanza el equilibrio físico-químico con los gases y fases sólidas disueltas después de un determinado tiempo, este equilibrio depende de la temperatura y la presión del sistema, por lo que cualquier cambio en las condiciones produce una variación en la composición química, lo que da lugar a una mayor disolución o precipitación de minerales por recombinación iónica. (Tesis Geoquímica e Isotopía de aguas de formación, 2007).

#### **2.5.2. Componentes primarios**

Los componentes primarios del agua producida depende del agua específica que se produce. Si se trata de aguas de inyección se debe tener cuidado con la presencia de cationes que tienden a formar sales o compuestos insolubles y que llevan a la obstrucción del sistema, mientras que el agua que se elimina al océano se analiza fundamentalmente para determinar el contenido de aceite y grasa.

## CARACTERIZACIÓN DEL AGUA PRODUCIDA

Tabla 2.2. COMPONENTES QUE SE MIDEN EN EL LABORATORIO.

Cationes	Aniones	Otras propiedades
Calcio ( $\text{Ca}^{++}$ ) Magnesio ( $\text{Mg}^{++}$ )  Sodio ( $\text{Na}^+$ )  Hierro ( $\text{Fe}^{+++}$ ) Bario ( $\text{Ba}^{++}$ ) Estroncio ( $\text{Sr}^{+++}$ ) Radio ( $\text{Ra}^{+++}$ )	Cloruro ( $\text{Cl}^-$ ) Carbonato ( $\text{CO}_3^{--}$ )  Bicarbonato ( $\text{HCO}_3^-$ )  Sulfato ( $\text{SO}_4^{--}$ )	pH Sólidos en suspensión: cantidad, tamaño, forma, composición Turbidez  Temperatura Peso específico Oxígeno disuelto Anhídrido carbónico disuelto  $\text{H}_2\text{S}$ Conteo microbiano Contenido de petróleo

Fuente: ARPEL, 2000.

### 2.5.3. Componentes y sus propiedades

#### 2.5.3.1. Cationes

*Calcio.* Los iones son un componente principal de las aguas producidas. El ion calcio se combina fácilmente con bicarbonatos, carbonatos y sulfatos para formar precipitados insolubles.

*Magnesio.* Los iones de magnesio se presentan solamente en bajas concentraciones y también forman incrustaciones. Normalmente se encuentra como un componente de la incrustación del carbonato de calcio.

*Sodio.* Es el catión más abundante en las salmueras de yacimientos petrolíferos. Generalmente se halla en concentraciones superiores a 35000 ppm.

## CARACTERIZACIÓN DEL AGUA PRODUCIDA

*Hierro.* Su presencia muchas veces indica problemas de corrosión. El hierro también se combina con los sulfatos y materias orgánicas para formar lodos de hierro, y es particularmente susceptible de formar lodos si hay ácidos presentes.

*Bario.* Es uno de los metales pesados, y se puede combinar con los sulfatos para formar sulfato de bario insoluble. Aún en cantidades pequeñas puede causar grandes problemas. El bario se queda en la superficie por mucho tiempo, y se debe evitar la descarga en la superficie. Todos los metales pesados tienden a ser tóxicos para los seres humanos en cantidades muy pequeñas, y tienden a bioacumularse.

*Estroncio y Radio.* Pueden concentrarse en moluscos tales como las ostras. También pueden formar costras, pero generalmente sólo se encuentran como trazas en productos de calcio.

### **2.5.3.2. Aniones**

*Cloruros.* Son uno de los principales componentes de las salmueras. El problema principal del manejo de los cloruros es que la corrosividad de la salmuera aumenta considerablemente con el contenido de cloruro. Además el contenido de cloruro generalmente es demasiado elevado para que el agua sea utilizable, como agua potable para los seres humanos o el ganado, y es muchas veces muy dañino para la vegetación.

*Carbonatos y Bicarbonatos.* Pueden formar costras insolubles.

*Sulfatos.* También forman costras pero además son la “fuente alimenticia” para las bacterias reductoras de sulfatos que pueden llevar a la formación de ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) en el yacimiento.

## 2.6. Otras propiedades

El *pH* es la medida de acidez o alcalinidad. Es importante en la formación de costras o incrustaciones, la tendencia de formar estas costras disminuye con niveles de pH más bajos, y en el efecto de agua sobre la flora y fauna. Un pH neutro es de 7.0 con un rango de 6.5 y 7.5 para aguas naturales. El pH fuera de esta escala conduce a la degradación de la vegetación y a la mortandad de los peces, aunque existen especies que sobreviven en un pH entre 5 a 8.5.

El pH puede cambiar rápidamente una vez que se toma la muestra y, de ser posible, deberá medirse en el lugar.

*Contenido de sólidos en suspensión.* Es la cantidad de sólidos que pueden separarse por filtrado de un volumen dado, y se usa para estimar la tendencia de taponamiento de los sistemas e inyección. Generalmente se usa un filtro con poros de  $0.45\mu$  de diámetro.

*Sólidos disueltos totales.* Es simplemente el residuo de la evaporación, o la suma de los aniones y cationes del análisis.

*Contenido de petróleo.* Es la cantidad de petróleo disperso en el agua producida. Muchas veces se ve un colorido sobre las aguas donde se elimina o derrama, y causa problemas serios. Estos incluyen la toxicidad para los peces, la reducción de la aireación, sabores y olores y la interferencia con las plantas de tratamiento de agua. Si se descarga al agua en la superficie es un problema estético y , a menudo, tóxico para los mamíferos marinos y para las aves. En pozos de inyección puede causar emulsión en la formación.

## CARACTERIZACIÓN DEL AGUA PRODUCIDA

Los problemas potenciales en el agua producida es que contiene cantidades variables de sales y gases disueltos ( $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ) además de que puede haber algunos sólidos en suspensión que pueden contener trazas de metales pesados y, posiblemente, niveles excesivos de radiación en el estroncio y el radio. Generalmente, antes del tratamiento, el agua producida contiene niveles demasiado altos de gotitas de petróleo suspendidas y emulsificadas. El agua producida también puede aparecer relativamente clara y a menudo es difícil distinguirla de otras aguas.

*Sólidos en suspensión.* Esta es una medida del material que excede el tamaño coloidal es decir que el tamaño de las moléculas del soluto están entre 1 y 100 nm. Estos sólidos interfieren con la autopurificación y conducen a los depósitos de lodos.

*Gases disueltos.* Los gases disueltos en los que se toma principal atención en el agua producida es el  $\text{CO}_2$  y el  $\text{H}_2\text{S}$  por la corrosión que estos generan. Una clave exitosa para la remoción de estos gases es el control del pH.

*Metales pesados.* Son aquellos que en concentraciones por encima de determinados límites, pueden producir efectos negativos en la salud humana, flora o fauna. En lo que corresponde a NOM-001-SEMANAT-1996, sólo se consideran los siguientes: arsénico, cadmio, cobre, cromo, mercurio, níquel, plomo, zinc y cianuros

*Aceites y grasas.* Los aceites y grasas son tóxicos para los peces, reducen la aireación, y producen sabor. Los límites para la descarga en el océano abierto varían desde 30mg/l en Australia, 40mg/l (promedio) en aguas del mar del Norte y de los Estados Unidos y en México varía desde los 15 hasta los 25 mg/L



## CARACTERIZACIÓN DEL AGUA PRODUCIDA

*Radioactividad.* Tanto el radio 226 como el estroncio 90 son radioactivos y a menudo se presentan en el agua producida. Ambos son concentrados por los mismos organismos que concentran a los otros metales pesados. Los crustáceos son especialmente significativos para los seres humanos. Los niveles máximos recomendados son un beta total de 100 pCi/l, menos de 3 pCi/l de radio 226, y menos de 10 pCi/l de Estroncio 90.

*Concentración salina.* La mayoría de las aguas producidas contiene concentraciones salinas muy altas. Se encuentran niveles de cloruro de 150,000 a 180,000 ppm (el agua de mar contiene aproximadamente 35,000 ppm). Con estas concentraciones el agua producida es tóxica para casi todas las formas de vida. A menos que el agua se reinyecte a la formación productiva, ésta deberá diluirse, sea por descarga en aguas de alto caudal y alta corriente (el mar) o por la adición de agua dulce para reducir el contenido de sal a un nivel aceptable - menos de 500 mg/l. Debe notarse que aún cuando se acostumbra la descarga al mar, habrá una zona en la vecindad inmediata del punto de descarga donde las concentraciones serán excesivas, y donde se notará una reducción marcada en los organismos marinos

Uno de los mayores problemas potenciales del agua salada es la contaminación de las fuentes de aguas potables. La mayoría de las aguas potables mundiales se hallan bajo tierra pero a pocos metros de la superficie, o en ríos y arroyos. La mayoría de estos acuíferos son alimentados por filtración desde la superficie, y son muy susceptibles a la contaminación por otros fluidos. El agua producida es un contaminante ideal de la capa freática, con una movilidad equivalente y fácilmente mezclable con el agua dulce de la capa freática.

## CARACTERIZACIÓN DEL AGUA PRODUCIDA

*Temperatura.* La temperatura de los yacimientos es una función de la profundidad. Las temperaturas de las aguas producidas reflejan la temperatura del yacimiento, la tasa de flujo, la geometría del agujero del pozo, la temperatura ambiente y el método de procesamiento en la superficie. En el punto de eliminación las aguas producidas tienen todavía temperaturas elevadas. Las descargas en aguas superficiales elevarán su temperatura y este cambio disminuirá los niveles de oxígeno disuelto causando la mortandad de los peces e interfiriendo con la procreación y propagación de las especies, aumentando las tasas de crecimiento de las bacterias, de organismos benéficos y perjudiciales y acelerando las reacciones químicas y ocasionando la eutrofización.

Se recomienda no exceder una elevación máxima de temperatura de 3°C por encima de una línea de base para la temporada en las aguas receptoras.

Otros puntos fundamentales de la contaminación del agua producida son los siguientes:

*Volumen.* Como se mencionó en el capítulo primero donde se hace énfasis en que el agua producida empieza prácticamente cuando comienza la producción, los volúmenes iniciales de agua salada generalmente son bajos, y muchas veces es tentadora la idea de descargar el fluido en las cercanías sin ejercer ningún control. Esto es totalmente inaceptable. Es extremadamente improbable que los volúmenes disminuyan, excepto bajo circunstancias poco comunes. Si se está produciendo en varias zonas es posible que una intervención de pozo pueda demorar o postergar la producción de agua, pero en la mayoría de las zonas la permeabilidad relativa de la

## CARACTERIZACIÓN DEL AGUA PRODUCIDA

roca al agua asegura que una vez que ocurre la irrupción la producción de agua no solo continuará sino que aumentará.

De hecho es bastante normal que la relación agua-aceite aumente muy rápidamente al inicio una o más veces. Después de este incremento inicial la relación agua-aceite aumenta en forma cada vez más paulatina, a medida que la saturación de agua en la vecindad del pozo continua aumentando. Eventualmente el costo de sacar, manejar, procesar y eliminar el agua, adicionado al bajo nivel de producción de petróleo, hace que la operación de un pozo deje de ser económicamente atractiva.

### *Producción mundial de agua producida*

Los grandes volúmenes de disposición de agua provenientes de la producción de petróleo y gas:

- Estimado mundial: 77 MMM de barriles/año (SPE, 2003)
- Costa afuera de EUA: >1 MMM barriles/año.
- Relación de Agua-Aceite estimado a nivel mundial: 2:1 a 3:1

## CAPÍTULO 3

# LEGISLACIÓN AMBIENTAL MEXICANA EN MATERIA DE AGUAS CONTAMINADAS

Las dependencias del gobierno federal que regulan la interacción de la sociedad con el medio ambiente a través de leyes, reglamentos, normas, decretos y otros ordenamientos son:

- Secretaría de Marina y Recursos Naturales (SEMARNAT)
- Secretaría de Marina (SEMAR)
- Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA)
- Comisión Nacional del Agua (CONAGUA)

Entre los ordenamientos aplicables a la preservación, protección y aprovechamiento de los recursos naturales nacionales se encuentran:

- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos
- Tratados internacionales
- Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA)
- Ley de Aguas Nacionales y su Reglamento
- Ley General de Bienes Nacionales
- Ley General de Vida Silvestre
- Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable
- Reglamento de la LGEEPA en Materia de Impacto Ambiental

## LEGISLACIÓN AMBIENTAL MEXICANA EN MATERIA DE AGUAS CONTAMINADAS

- Reglamento para el Uso y Aprovechamiento del Mar Territorial, Vías Navegables y Playas
- Zona Federal Marítimo Terrestre y Terrenos Ganados al Mar
- Reglamento de la LGEEPA en Materia de Áreas Naturales Protegidas
- Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Ordenamiento Ecológico
- Normas oficiales mexicanas en materia de recursos naturales
- Decretos y programas de Manejo de las Áreas Naturales Protegidas

### 3.1. SEMARNAT

La Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales se creó en el año 2000. Es una dependencia del gobierno federal encargada de impulsar la protección, restauración y conservación de los ecosistemas y recursos naturales y bienes y servicios ambientales de México, con el fin de propiciar su aprovechamiento y desarrollo sustentable. Algunas de las atribuciones de esta dependencia son:

- Fomentar la protección, restauración y conservación de los ecosistemas, recursos naturales y bienes y servicios ambientales, con el fin de propiciar su aprovechamiento y desarrollo sustentable;
- Establecer junto con otras dependencias y autoridades estatales y municipales normas oficiales mexicanas sobre la preservación y restauración de la calidad del medio ambiente entre ellas sobre descargas de aguas residuales, sobre materiales peligrosos y residuos sólidos peligrosos.

## LEGISLACIÓN AMBIENTAL MEXICANA EN MATERIA DE AGUAS CONTAMINADAS

- Vigilar y estimular en coordinación con las autoridades federales, estatales y municipales, el cumplimiento de las leyes normas y programas relacionadas con los recursos naturales.
- Evaluar la calidad del ambiente y establecer y promover el sistema de información ambiental que incluye monitores atmosféricos de suelo y de cuerpos de agua de jurisdicción federal.

### **3.2. SEMAR**

Es la secretaría de Estado que organiza la Armada de México está a su vez se encarga de la vigilancia y salvaguarda de las costas, el mar territorial, la zona económica exclusiva y el espacio aéreo marítimo de México así como en las aguas interiores, fluviales y lacustres navegables.

### **3.3. PROFEPA**

La Procuraduría Federal de Protección al Ambiente, nace de la necesidad de atender y controlar el creciente deterioro ambiental en México, no solo en sus ciudades, sino también en sus bosques, selvas, costas y desiertos. Entre sus atribuciones se encuentran vigilar el cumplimiento de las de las disposiciones legales, sancionar a las personas físicas y morales que violen dichos preceptos legales.

La PROFEPA tiene como tarea principal incrementar los niveles de observancia de la normatividad ambiental, a fin de contribuir al desarrollo sustentable y hacer cumplir las leyes en materia ambiental.

### **3.4. CONAGUA**

La responsabilidad de la Comisión Nacional del Agua consiste en administrar y preservar las aguas nacionales y sus bienes inherentes, para lograr su uso sustentable con la corresponsabilidad de los tres órdenes de gobierno y la sociedad en general.

### **3.5. Calidad y normalización de las descargas**

En esta sección se examina el tema de la prevención y control de la contaminación del agua, que es abordado tanto por la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente como por la Ley de Aguas Nacionales. La primera destina el Capítulo III “Prevención y Control de la Contaminación del Agua y de los Ecosistemas Acuáticos” (artículos 117 a 133); las disposiciones que se presentan se refieren a la contaminación de aguas continentales y marítimas.

La ley de Aguas Nacionales destina el Título Séptimo “Prevención y Control de la Contaminación de las Aguas y Responsabilidad por daño Ambiental” en el cual en primer termino, se desarrolla un catálogo de las atribuciones de la comisión Nacional del Agua en este campo y, en segundo término, se establecen las normas para prevenir y controlar la contaminación del agua. El conjunto de estas disposiciones son supletorias de las normas de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección Ambiental, ya que de acuerdo con las modificaciones de 1996 a esta ley, las normas de la LGEEPA prevalecen sobre las contenidas en otros ordenamientos que se refieren a la misma materia.

### 3.6. LGEEPA

La Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en su artículo 92 establece que las autoridades deben promover el tratamiento y reusó de las aguas residuales, para asegurar la disponibilidad y abatir los niveles de desperdicio. Por ello, uno de los criterios ecológicos establecidos por la LGPAA en su Título IV, Capítulo III titulado “Prevención y Control de la Contaminación del Agua y de los Ecosistemas Acuáticos” en los que se destaca los artículos:

Artículo 117.- Para la prevención y control de la contaminación del agua se considerarán los siguientes criterios:

[...]

III. El aprovechamiento del agua en actividades productivas susceptibles de producir su contaminación, conlleva la responsabilidad del tratamiento de las descargas, para reintegrarla en condiciones adecuadas para su utilización en otras actividades ya para mantener el equilibrio de los ecosistemas.

Artículo 120.- Para evitar la contaminación del agua quedan sujetos a regulación federal o local:

[...]

IV. Las descargas de desechos, sustancias o residuos generados en las actividades de extracción de recursos no renovables.

Artículo 121.- No podrán descargarse o infiltrarse en cualquier cuerpo o corriente de agua o en el suelo o subsuelo, aguas residuales que contengan contaminantes, sin previo tratamiento y el permiso o autorización de la autoridad federal, o de la autoridad local en los casos de descargas en aguas de jurisdicción local o a los sistemas de drenaje y alcantarillado de los centros de población.

Artículo 123.- Todas las descargas en redes colectoras, ríos, acuíferos, cuencas, causes, vasos, aguas marinas y demás depósitos o corrientes de agua y los derrames de aguas residuales en los suelos o su infiltración en terrenos, deberán satisfacer las normas oficiales mexicanas que para tal efecto se expidan, y en su caso, las condiciones particulares de descarga que determine la Secretaría\* o las autoridades locales. Corresponderá a quien genere dichas descargas, realizar el tratamiento previo requerido.

Artículo 130.- La Secretaría autorizará el vertido de aguas residuales en aguas marinas, de conformidad con lo dispuesto en la Ley de Aguas Nacionales, su reglamento y las normas oficiales



## LEGISLACIÓN AMBIENTAL MEXICANA EN MATERIA DE AGUAS CONTAMINADAS

mexicanas que al respecto expida. Cuando el origen de las descargas provenga de fuentes móviles o de plataformas fijas en el mar territorial y la zona económica exclusiva, así como de instalaciones de tierra cuya descarga sea al mar, la Secretaría se coordinará con la con la Secretaría de Marina para la expedición de las autorizaciones correspondientes.

Artículo 131.- Para la protección del medio marino, la Secretaría emitirá las normas oficiales mexicanas para la explotación, preservación y administración de los recursos naturales, vivos y abióticos, del lecho y el subsuelo del mar y de las aguas suprayacentes, así como las que deberán observarse para la realización de actividades de exploración y explotación en la zona económica exclusiva.

Artículo 132.- La Secretaría se coordinará con las Secretarías de Marina, de Energía, de Salud y de Comunicaciones y Transportes, a efecto de que dentro de sus respectivas atribuciones intervengan en la prevención y control de la contaminación del medio marino, así como en la preservación y restauración del equilibrio de sus ecosistemas, con arreglo a lo establecido en la presente Ley, en la Ley de Aguas Nacionales, la Ley Federal del Mar, las convenciones internacionales de las que México forma parte y las demás disposiciones aplicables.

Artículo 133.- La Secretaría, con la participación que en su caso corresponda a la Secretaría de Salud conforme a otros ordenamientos legales, realizará un sistemático y permanente monitoreo de la calidad de las aguas, para detectar la presencia de contaminantes o exceso de desechos orgánicos y aplicar las medidas que procedan. En los casos de jurisdicción local se coordinará con las autoridades de los estados, el Distrito Federal y los Municipios.

\* Se refiere a la Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

### 3.7. LAN

La Ley de Aguas Nacionales es reglamentaria del artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de aguas nacionales que establece la propiedad originaria de la nación sobre las tierras y aguas. Las disposiciones de esta Ley son aplicables a todas las aguas nacionales, sean superficiales o del subsuelo.

En el Título Séptimo de la LAN, “Prevención y Control de la Contaminación de las Aguas y Responsabilidad por Daño Ambiental” (artículos 85-96), se destaca el artículo 86, el cual establece:

## LEGISLACIÓN AMBIENTAL MEXICANA EN MATERIA DE AGUAS CONTAMINADAS

Artículo 86. [...]

I. Promover y en su caso, ejecutar y operar la infraestructura federal, los sistemas de monitoreo y los servicios necesarios para la preservación, conservación y mejoramiento de la calidad del agua en las cuencas hidrológicas y acuíferos, de acuerdo con las normas oficiales mexicanas respectivas y las condiciones particulares de descarga;

II. Formular y realizar estudios para evaluar la calidad de los cuerpos de agua nacionales;

[...]

IV. Establecer y vigilar el cumplimiento de las condiciones particulares de descarga que deben satisfacer las aguas residuales, de los distintos usos y usuarios, que se generen en:

- a. Bienes y zonas de jurisdicción federal;
- b. Aguas y bienes nacionales;
- c. Cualquier terreno cuando puedan contaminar el subsuelo o los acuíferos, y;
- d. Los demás casos previstos en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente y en los reglamentos de la presente Ley;

[...]

VI. Autorizar en su caso el vertido de aguas residuales en el mar y en coordinación con la Secretaría de Marina cuando provengan de fuentes móviles o plataformas fijas;

[...]

XIII. Realizar:

- a. Monitoreo sistemático y permanente de la calidad del agua [...]

Artículo 87. La "Autoridad del Agua" determinará los parámetros que deberán cumplir las descargas, la capacidad de asimilación y dilución de los cuerpos de aguas nacionales y las cargas contaminantes que estos pueden recibir, así como las metas de calidad y los plazos para alcanzarlas [...] las cuales se publicarán en el **Diario Oficial de la Federación**, lo mismo que sus modificaciones, para su observancia.

Los restantes artículos de este Título Séptimo están destinados a regular las descargas de aguas residuales en cuerpos receptores que sean aguas nacionales o demás bienes nacionales, incluyendo aguas marinas.

### **3.8. Las normas reglamentarias de la prevención y control de la contaminación del agua**

Para hacer posible la aplicación de las disposiciones que se han examinado en los apartados anteriores se requiere de las existencias de normas reglamentarias y

técnicas. Las primeras están contenidas en el Reglamento de la Ley General de Aguas Nacionales. Estas normas están ubicadas dentro del Título Séptimo del Reglamento que se denomina Prevención y Control de la Contaminación de las Aguas y Responsabilidad por Daño Ambiental (artículos 85 a 96).

Por su parte, las normas técnicas que hacen posible la aplicación de las disposiciones legales sobre la materia están contenidas en un conjunto de normas oficiales mexicanas.

La figura 3.1 muestra el nivel de especificidad de la legislación nacional en materia de control de descargas de aguas residuales, representando por un triángulo en el que la parte superior corresponde a las disposiciones generales mientras que la parte inferior corresponde a las disposiciones específicas.

**Figura 3.1. NIVEL DE ESPECIFICIDAD DE LA LEGISLACIÓN NACIONAL EN LO QUE REFIERE AL CONTROL DE LAS DESCARGAS DE AGUAS RESIDUALES.**



### **3.8.1. NOM-001-SEMARNAT-1996**

Esta norma establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas residuales en aguas y bienes nacionales, a continuación destacamos algunos puntos importantes de su contenido.

#### *Especificaciones*

Establece la concentración de contaminantes básicos y tóxicos para las descargas de aguas residuales a aguas y bienes nacionales, estos últimos pueden ser ríos, embalses naturales y artificiales, aguas costeras, suelo y humedales naturales. La concentración varía de acuerdo al cuerpo receptor. En el caso particular el cuerpo receptor que nos interesa está marcado con amarillo en las tablas 3.1 y 3.2.

#### *Límite máximo permisible*

Valor o rango asignado a un parámetro, el cual no debe ser excedido en la descarga de aguas residuales.

#### *Contaminantes básicos*

Son aquellos compuestos y parámetros que se presentan en las descargas de aguas residuales y que pueden ser removidos o estabilizados mediante tratamientos convencionales. En lo que corresponde a esta norma oficial mexicana sólo se consideran los siguientes: grasas y aceites, materia flotante, sólidos sedimentables, sólidos suspendidos totales, demanda bioquímica de oxígeno, nitrógeno total (suma de las concentraciones de nitrógeno Kjeldahl, de nitritos y de nitratos, expresadas como mg/litro de nitrógeno), fósforo total, temperatura y pH (tabla 3.1).

LEGISLACIÓN AMBIENTAL MEXICANA EN MATERIA DE AGUAS CONTAMINADAS

Tabla 3.1. LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES PARA CONTAMINANTES BÁSICOS.

mg/l  (excepto cuando se especifique)	Aguas costeras					
	<i>Explotación pesquera, navegación y otros usos (A)</i>		<i>Recreación (B)</i>		<i>Estuarios (B)</i>	
	P.M.	P.D.	P.M.	P.D.	P.M.	P.D.
Temperatura  ( C)	40	40	40	40	40	40
Grasa y Aceites	15	25	15	25	15	25
Materia Flotante	ausente	ausente	ausente	ausente	ausente	ausente
Sólidos Sedimentables	1	2	1	2	1	2
Sólidos Suspendidos Totales	150	200	75	125	75	125
Demanda Bioquímica de Oxígenos	150	200	75	150	75	150
Nitrógeno Total	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	15	25
Fósforo Total	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	5	10
pH	5-10					

N.A. = No es aplicable.

*Metales pesados y cianuros*

Son aquellos que en concentraciones por encima de determinados límites, pueden producir efectos negativos en la salud humana, flora o fauna. En lo que corresponde

**LEGISLACIÓN AMBIENTAL MEXICANA EN MATERIA DE AGUAS CONTAMINADAS**

a esta norma oficial mexicana sólo se consideran los siguientes: arsénico, cadmio, cobre, cromo, mercurio, níquel, plomo, zinc y cianuros (tabla 3.2).

**Tabla 3.2. LÍMITES MÁXIMOS PERMISIBLES PARA METALES PESADOS Y CIANUROS.**

Parámetros	Aguas costeras						
	mg/l  (excepto cuando se especifique)	<i>Explotación pesquera, navegación y otros usos (A)</i>		<i>Recreación (B)</i>		<i>Estuarios (B)</i>	
		P.M.	P.D.	P.M.	P.D.	P.M.	P.D.
Arsénico	0.1	0.2	0.2	0.4	0.1	0.2	
Cadmio	0.1	0.2	0.2	0.4	0.1	0.2	
Cianuro	1	2	2	3	1	2	
Cobre	4	6	4	6	4	6	
Cromo	0.5	1	1	1.5	0.5	1	
Mercurio	0.01	0.02	0.01	0.02	0.01	0.02	
Níquel	2	4	2	4	2	4	
Plomo	0.2	0.4	0.5	1	0.2	0.4	
Zinc	10	20	10	20	10	20	

P.M.= Promedio Mensual

P.D.= Promedio Diario

La CONAGUA podrá fijar condiciones particulares de descargas a cuerpos receptores, de manera individual o colectiva, que establezcan lo siguiente:

- a) Nuevos límites máximos permisibles de descarga de contaminantes.

- b) Límites máximos permisibles para parámetros adicionales a los contemplados en la NOM-001-SEMARNAT-1996.

El responsable de la descarga tendrá la obligación de realizar el monitoreo de las descargas de aguas residuales, analizando los parámetros señalados en función del cuerpo receptor. Así mismo deberán de conservar sus registros de monitoreo por lo menos durante tres años posteriores a la toma de muestras.

El responsable de la descarga podrá estar exento de realizar el análisis de laboratorio de alguno o varios de los parámetros de contaminantes que se señalan en la NOM-001-SEMARNAT-1996, cuando demuestre que no genera dichos contaminantes, manifestándolo por escrito a la CONAGUA.

La citada autoridad podrá verificar la presencia o ausencia de dichos parámetros en la descarga a cuestión.

Cuando los responsables de las descargas pretendan realizar cambios significativos en su proceso productivo y estos modifiquen, adicionen o eliminen la presencia de parámetros en las descargas, tienen la obligación de comunicarlo por escrito a la CONAGUA.

Los responsables de las descargas deben manejar, estabilizar y disponer de manera segura los lodos primarios, biológicos y químicos, así como las basuras, arenas, grasa y aceites y otros subproductos del tratamiento.

### 3.8.2. NOM-143-SEMARNAT-2003

Esta norma establece las especificaciones ambientales para el manejo de agua congénita asociada a hidrocarburos, surge por la necesidad de establecer especificaciones en materia ambiental para el manejo e inyección en formaciones receptoras del agua congénita que se asocia a hidrocarburos y los parámetros para su descarga a cuerpos receptores que sean aguas nacionales. A continuación transcribimos partes importantes de la norma citada.

El agua congénita o de formación, es agua salada que se encuentra dentro de la roca asociada a hidrocarburos. Contiene sales disueltas, como cloruros de calcio y sodio, carbonatos de sodio, cloruros de potasio, sulfatos de calcio o de bario, entre otros; puede incluso contener algunos metales. La concentración de estos componentes puede ocasionar impactos negativos al medio ambiente cuando su manejo y disposición no son adecuados.

Los riesgos ambientales que se presentan son: la eventual contaminación de acuíferos en el proceso de inyección a formaciones receptoras, la contaminación de cuerpos receptores si no se cuentan con parámetros de limpieza, y la contaminación del suelo cuando se producen derrames accidentales en su transporte.

La tendencia mundial coincide en que las opciones óptimas para la disposición del agua congénita asociada a hidrocarburos es su inyección en formaciones receptoras subterráneas, o su disposición en el mar.

#### *Objetivo*

Establecer especificaciones en materia ambiental para el manejo e inyección en formaciones receptoras del agua congénita que se asocia a hidrocarburos y los límites máximos permisibles de los parámetros para su descarga a cuerpos receptores.

#### *Campo de aplicación*

Es de observancia obligatoria para el organismo que maneje agua congénita en todo el territorio nacional y en las zonas marinas mexicanas.

#### *Manejo del agua congénita*

El agua congénita debe ser dispuesta en cuerpos receptores o en formaciones receptoras en el subsuelo.

#### *Caracterización*

La caracterización del agua congénita se realizará con los métodos establecidos en el anexo 1 de la NOM-143-SEMARNAT-2003, a efecto de determinar la concentración de hidrocarburos; para la determinación de sólidos y sales disueltas con los métodos establecidos del anexo 2 de dicha norma y los establecidos en la NOM-001-SEMARNAT-1996, para caracterizar los contaminantes básicos y metales pesados referenciados en la misma, cuando se descargue el agua congénita en cuerpos receptores.



## LEGISLACIÓN AMBIENTAL MEXICANA EN MATERIA DE AGUAS CONTAMINADAS

Los parámetros principales para la disposición de agua son los límites máximos permisibles para la descarga del agua congénita a un cuerpo receptor (mar), los cuales son los siguientes:

- El límite máximo permisible de hidrocarburos para la descarga en aguas costeras y marinas es de 40 mg/l.
- El límite máximo permisibles de sólidos disueltos totales (SDT) para la descarga de agua congénita en aguas costeras es de 32000 mg/l, y su descarga debe ser a una distancia que sobrepase los 2 km mar adentro.
- El agua debe tener una temperatura máxima 40° C, de acuerdo a la NOM-001-ECOL-1996.

Continuando con el texto de la norma, anotamos lo siguiente.

### *Características de los pozos para la inyección de agua congénita.*

- No debe existir comunicación entre los acuíferos y los pozos; para ello. La tubería de revestimiento debe ir cementada desde la superficie del suelo hasta la formación receptora.
- Se debe contar con equipos que permitan medir la hermeticidad de los pozos mediante registro diario de presión y el flujo de inyección. En caso de pérdida de hermeticidad deberá suspenderse la inyección.
- La formación receptora se debe de localizar debajo de un estrato impermeable.

### *Especificaciones para la inyección*

La inyección de agua congénita sólo podrá realizarse toda vez que en su manejo no se incorporen sustancias diferentes a las sustancias necesarias para proteger el pozo y realizar un manejo seguro de dicha agua congénita. Cuando se le añadan sustancias adicionales al agua congénita a inyectar, ésta debe tratarse para restaurarles sus características previas a la adición.

### *Abandono del sitio*

Los pozos de inyección de agua que ya no se vayan a utilizar para ese u otro fin, deben taponarse como lo establece la NOM-004-CNA-1996.

El abandono del sitio de los pozos de inyección de agua congénita, debe hacerse conforme a la NOM-115-SEMARNAT-2003.

### *Monitoreo.*

Cuando el agua congénita sea inyectada, se debe contar con bitácoras o registros de presiones y volúmenes inyectados. Cuando se descargue a cuerpos receptores se deben llevar acabo monitoreos semestrales de las descargas.

## LEGISLACIÓN AMBIENTAL MEXICANA EN MATERIA DE AGUAS CONTAMINADAS

Por considerarlas importantes, a continuación agregamos algunas leyes y normas relacionadas con el tema que aquí desarrollamos.

### **NOM-115-SEMARNAT-2003**

Que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación y mantenimiento de pozos petroleros, terrestres para exploración, y producción en zonas agrícolas, ganaderas y eriales, fuera de áreas naturales protegidas o terrenos forestales.

### **NOM-138-SEMARNAT/SS-2003**

Límites máximos permisibles de hidrocarburos en suelos y las especificaciones para su caracterización y remediación.

### **Ley General de Bienes Nacionales**

**Artículo 6.-** Están sujetos al régimen de dominio público de la Federación:

[...]

IV.- El lecho y el subsuelo del mar territorial y de las aguas marinas interiores;

### **Reglamento interior de la CONAGUA**

#### **Artículo 57.-**

[...]

III. Llevar el monitoreo sistemático y permanente de la calidad de las aguas nacionales continentales y costeras a nivel Nacional [...]

### **Ley Federal del Mar**

**ARTÍCULO 24.-** La soberanía de la Nación se extiende al espacio aéreo sobre el Mar Territorial, al lecho y al subsuelo de ese Mar.

**ARTÍCULO 25.-** La anchura del Mar Territorial mexicano, es de 12 millas marinas (22,224 metros) [...]

## LEGISLACIÓN AMBIENTAL MEXICANA EN MATERIA DE AGUAS CONTAMINADAS

**ARTÍCULO 46.-** La Nación Ejerce en una Zona Económica Exclusiva situada fuera del Mar Territorial y adyacente a éste:

I.- Derechos de soberanía para los fines de exploración y explotación, conservación y administración de los recursos naturales, tanto vivos como no vivos, ya sean renovables o no renovables, del lecho y el subsuelo del mar [...]

**ARTÍCULO 50.-** La zona Económica Exclusiva Mexicana se extiende a 200 millas marinas (370,400 metros) [...]

## CAPÍTULO 4

### PROCESOS DE TRATAMIENTO

#### 4.1. Tratamientos

En este capítulo abordaremos a detalle los procesos de tratamiento para agua producida más comunes y modernos en la industria petrolera y las tecnologías del manejo del agua disponibles hasta el año 2010. Cada día se desarrollan nuevas técnicas, algunas no han sido probadas y no están en el mercado actual por lo que no serán discutidas aquí.

El tratamiento del agua producida tiene tres etapas principales, a saber:

- El *pretratamiento*, donde básicamente son eliminadas la mayor parte del gas y aceite junto con partículas sólidas de mayor tamaño.
- La segunda etapa es el *tratamiento principal*, el cual se centra en la eliminación adicional de las gotas pequeñas de hidrocarburos y agua. Esto se hace en dos pasos: el primer paso elimina las gotitas de tamaño más grande de aceite y partículas sólidas de mayor tamaño. El segundo paso elimina las gotitas y partículas más pequeñas que lograron evitar el paso anterior, este proceso abarca la mayor parte del equipo de extracción de aceite utilizado en la industria. Este paso secundario es generalmente suficiente para reducir el contenido de hidrocarburo disperso por debajo del nivel de descarga al mar de 40 mg/l.

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

- Tercer paso, *pulido final*, que es opcional; en esta etapa la concentración de aceite se reduce a niveles de 10 mg/l. La aplicación depende de leyes regulatorias o de una necesidad operativa como la reinyección. A veces se necesita de un tratamiento adicional donde se exige tener una alta calidad. En este caso, la concentración de aceite es inferior de 5 mg/l, así como otras restricciones como contenido de metales pesados, demanda bioquímica de oxígeno, entre otras.

La figura 4.1 muestra el tratamiento tradicional que recibe el agua producida en campos de aceite y gas.

Figura 4.1. TRATAMIENTO DEL AGUA PRODUCIDA EN CAMPOS DE ACEITE Y GAS.



Fuente: SPE, 2010.

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

Teniendo en cuenta los principales contaminantes presentes en el agua producida, los objetivos principales en el tratamiento son la extracción del aceite, la desalinización, desgasificación, eliminación de sólidos en suspensión, remoción de compuestos orgánicos, metales pesados y la eliminación de materiales radioactivos. Estos tratamientos son básicamente los mismos para el uso de agua potable aunque el nivel de eliminación de contaminantes en el caso del agua potable es mucho mayor. El logro de los objetivos del tratamiento requiere el uso de las tecnologías de tratamiento múltiples, incluyendo características físicas, químicas y procesos de tratamiento biológico (SPE, 2010).

### **4.2. Tecnologías convencionales para el tratamiento del agua producida**

#### **4.2.1. Separación basada en la gravedad**

Es el tratamiento del agua producida mediante equipos basados en la gravedad, donde se utiliza la diferencia de densidad de los líquidos. Esta separación se realiza con frecuencia en tanques horizontales a diferentes presiones. La flotación de los componentes ligeros (aceite) puede mejorar por medio de burbujas de gas finamente distribuidas que brotan de la solución al reducir la presión y la pila de placas paralelas instaladas en diagonal en el recipiente de separación.

#### **4.2.2. Técnicas de separación basado en el filtrado**

Esta técnica es bien conocida para separar los componentes no solubles. Se pueden incluir las membranas de microfiltración. Estas tecnologías son muy ventajosas debido a que se llega a lograr un alto grado de separación (de hasta 0.1 micras). Sin

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

embargo, la microfiltración tiene como desventaja debido al costo, su baja operatividad, el consumo excesivo de energía y la alta degradación del material de los filtros.

### 4.3. Remoción del petróleo disperso

El aceite en el agua producida es un problema importante. Actualmente, los niveles aceptados de aceite y grasa en el agua a ser descargada en el mar están en un promedio de 40 mg/l.

- El aceite puede causar problemas en el pozo durante la inyección, especialmente donde se está utilizando un pozo de eliminación en una zona que no contenía petróleo.
- El aceite también ensuciará rápidamente a la mayoría de los filtros.
- Si la concentración de aceite en el agua que sale de los separadores de agua libre es demasiado alta, se deberá considerar el uso de algún tratamiento u otra forma de quitar el aceite.

#### 4.3.1. Estanques de retención o fosas de almacenamiento

Los estanques de retención o fosas de almacenamiento fueron los primeros estanques de agua salada en donde se permitía que el agua producida junto con el aceite no deseado fuera descargada en algún arroyo cercano. Estos estanques de almacenamiento fueron reemplazados en corto tiempo por estanques de almacenamiento de madera. La eliminación de agua fue proporcionada por una válvula cerrada en la parte inferior del tanque de madera donde el operador permite

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

regular el desplazamiento del agua separada hacia el punto de descarga. La figura 4.2 muestra un estanque de retención en el sur de Irán.

FIGURA 4.2. ESTANQUE DE RETENCIÓN. ISLA KHARG, GOLFO PÉRSICO.



Fuente: R. Mastouri, 2010.

### 4.3.2. Separador API

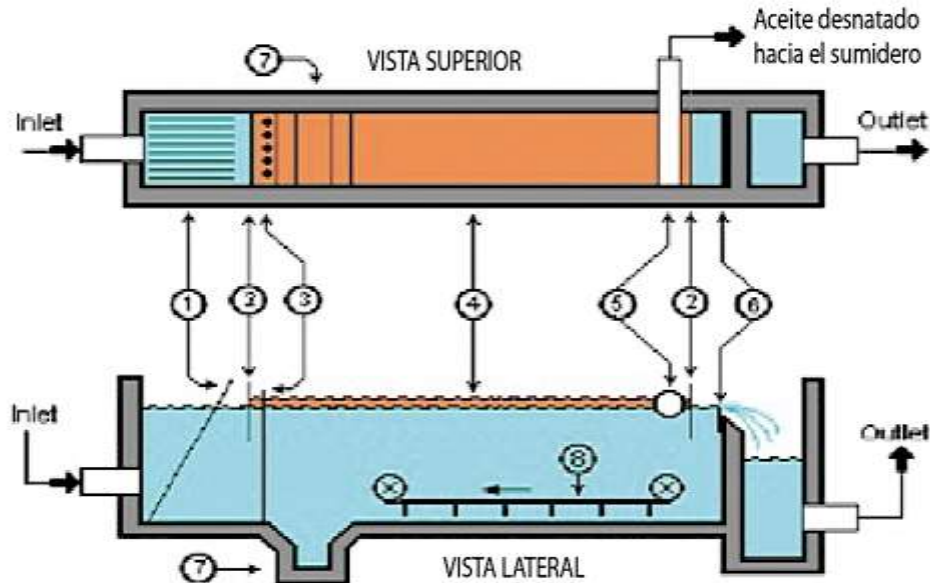
Se considera como un *pretratamiento* y puede estar previo a una unidad de flotación por aire. Este tipo de separador es el más utilizado y puede eliminar de 60% a 99% del aceite libre en la mezcla. El separador API es un depósito rectangular, en su mayoría construido de concreto donde el proceso de separación se lleva a cabo por gravedad. El tiempo de retención sirve para que los componentes ligeros (aceite) y pesados (sólidos) se separen del agua. Estos son eliminados por un dispositivo



## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

rascador para los componentes pesados y un dispositivo para la eliminación del aceite flotante. En la figura 4.3 se muestra un separador API.

Figura 4.3. SEPARADOR API.



1. Trampa de basura (barras inclinadas)
2. Deflectores de retención de aceite
3. Distribuidores de flujo (barras verticales)
4. Capa de aceite
5. Tubería ranurada skimmer
6. Rebosadero ajustable
7. Sumidero de lodos
8. Cadena y rascador de vuelo

### 4.3.3. Tanques y recipientes desnatadores

La forma más simple de los equipos de tratamiento primario es un desnatador (clarificador), tanque o recipiente. Estos elementos están diseñados para proporcionar largos tiempos de residencia durante el cual la separación ocurre cuando el aceite sube a la superficie donde puede ser desnatado y recogido. Los

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

Tanques espumadores pueden ser utilizados como tanques atmosféricos, recipientes a presión y tanques de sobretensión, pudiendo ser verticales u horizontales.

### **4.3.4. Separadores de placas paralelas**

Estos separadores funcionan por gravedad y consiste en una pila de placas paralelas separadas por un espacio de 4 cm a 10 cm. El agua aceitosa pasa entre las placas y las partículas de aceite suben a la superficie de la placa superior donde coalescen. El aceite aglutinado se traslada por la placa hasta llegar a la superficie de agua, donde se desnata. Básicamente las placas paralelas reducen la distancia que debe viajar el aceite antes de llegar a una superficie donde pueda coalescer. El espaciamiento entre las placas es muy importante en el diseño.

Existen dos tipos básicos de coalescedor de placa paralela; el interceptor de placa paralela y el separador de placa inclinada. El separador de placa inclinada utiliza una pila de placas inclinadas a 45°.

Los separadores de placa inclinada son utilizados frecuentemente costa afuera donde los niveles de espaciamiento y peso son muy restrictivos.

### **4.3.5. Coalescedores**

Los coalescedores son recipientes que tienen una gran superficie. Han sido diseñados para separar todos los aceites no emulsificados que contiene el agua producida. A medida que el agua aceitosa fluye, las gotitas de aceite finamente dispersas coalescen hasta tener el tamaño suficiente como para flotar hacia la superficie y ser recogidas.

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

Varios tipos de dispositivos han sido desarrollados para promover la coalescencia de las pequeñas gotas de aceite disperso. Estos dispositivos utilizan la separación por gravedad. Se han ido desarrollando diferentes configuraciones en las placas de coalescencia. Estas son conocidas como placa paralela interceptora y placa corrugada interceptora o separadores de flujo cruzado. Todos dependen de la separación por gravedad para permitir que las gotas de aceite lleguen a la superficie de la placa en donde se produce la coalescencia y la recolección (Mastouri, 2010). El fundamento de esta opción radica en las propiedades de ciertos materiales especialmente plásticos, PVC o materiales oleofílicos, que al estar en contacto con agua con aceite aumenta la eficiencia de eliminación de aceite cuando la superficie se impregna con los mismos. A medida que la corriente corre, las pequeñas partículas de aceite se adhieren a la superficie plástica. Gotas adicionales continúan siendo atraídas a la superficie y coalescen con las existentes aumentando su tamaño hasta desprenderse y subir rápidamente a la superficie donde serán retiradas del equipo.

La efectividad del coalescedor depende de la diferencia de densidad, área superficial disponible. Velocidad y dirección de flujo y la forma del material coalescedor (paquete de placas).

### **Coalescencia mejorada**

#### **4.3.5.1. Precoalescedores**

Varias tecnologías para el tratamiento del agua producida se basan en la precoalescencia. Estos se incluyen en los procesos de tuberías o tratamiento de

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

agua de tipo gravedad o tecnologías de separación centrífuga y en general operan al aumentar el tamaño de las gotitas de aceite.

Aumentar el tamaño hace que sea más fácil eliminar el aceite en un proceso descendente posterior. Estos dispositivos se componen generalmente de numerosos filamentos de polietileno acomodados en estrecha proximidad entre sí. Estos filamentos al proporcionar un contacto de gran superficie dentro de la corriente de agua producida atrae pequeñas partículas de aceite y ayuda a la coalescencia hasta que son demasiado grandes para ser retenidas, momento en el que son liberados de nuevo a la corriente. Dos ejemplos comunes de estas tecnologías se explican a continuación:

### 4.3.5.2. PECT-F

*Performance Enhancing Coalescence Technology* (PECT-F) es un concepto basado en fibra coalescente. Se desarrolló para lograr una mejora significativa en la eficiencia en la separación de los sistemas de agua producida como los hidrociclones y las tecnologías existentes basadas en la separación por gravedad. El PECT-F es un medio coalescedor, el cual se instala como un conjunto de cartuchos en la entrada de la cámara o bien dentro de un recipiente situado contra corriente (figura 4.4, Cyclotech).

La cámara de entrada de un hidrociclón convencional es la cámara más grande en el equipo y tiene un tiempo de residencia de hasta 20 segundos. El PECT-F utiliza este tiempo de residencia para lograr la coalescencia parcial de las gotitas de aceite capturando y haciendo crecer las gotas desde un tamaño donde no podrían ser

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

separadas por el hidrociclón convirtiéndolas a un tamaño donde sea posible su separación. El PECT-F está dirigido a:

- Sistemas donde no cumplan con la normatividad, de rendimiento o requieran uso excesivo de productos químicos.
- Construcción de nuevos sistemas en los que la aplicación de hidrociclones sea pobre debido a las características del fluido.

Los beneficios:

- Mejora la eficiencia de remoción de aceite existente en hidrociclones hasta en un 80%.
- Elimina o reduce la dependencia de productos químicos.
- Es una solución de bajo costo en comparación con otros equipos adicionales.

**Figura 4.4. TECNOLOGÍA PECT-F.**



Fuente: Cyclotech.

### 4.3.5.3. Mare´s Tail

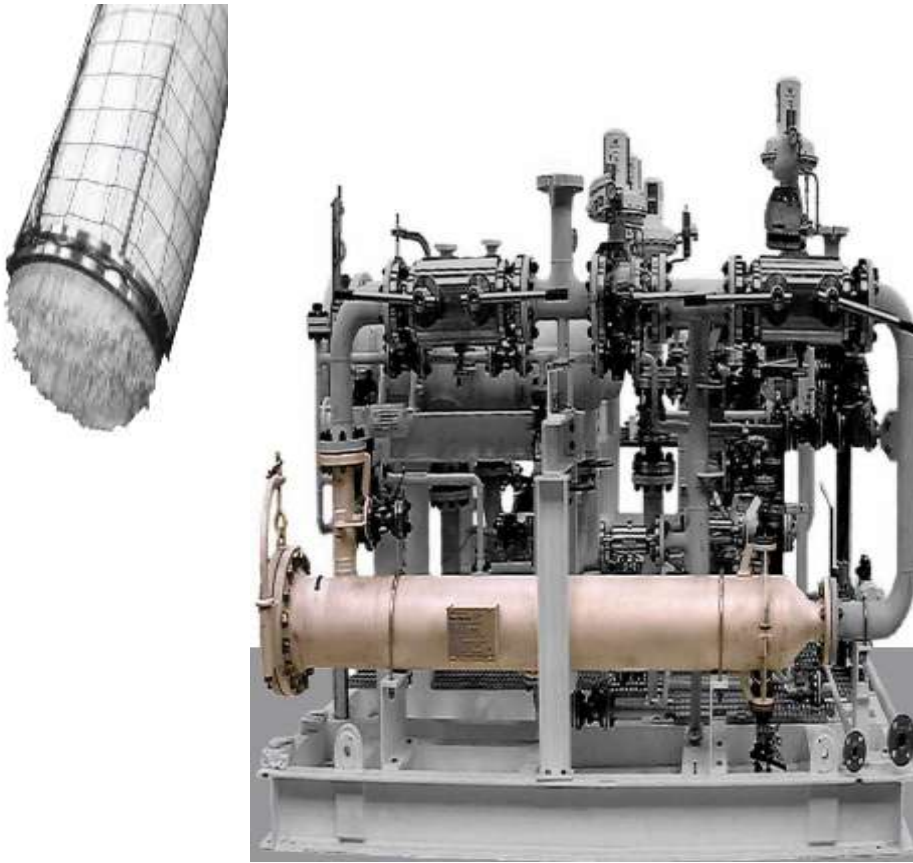
Es un dispositivo precoalescente que consta de un haz de fibras de polipropileno oleófilas dentro de un cartucho posicionado a lo largo de una línea de flujo justo antes de otro dispositivo de separación (por ejemplo, hidrociclón, filtro). Las fibras sirven para agregar pequeñas gotitas de aceite para facilitar su eliminación. La coalescencia se produce rápidamente (2 segundos). El acomodo del haz de fibras parece algo así como la cola de un caballo, por eso el nombre del dispositivo (Mastouri, 2010). El crecimiento de gotitas de aceite mejora al aumentar tanto la longitud de las fibras o el número de fibras empaquetadas en el cartucho. En la figura 4.5 se muestra el paquete de fibras y una instalación típica del Mare´s tail.

Beneficios:

- Mejora la calidad del agua producida que es descargada al mar sin la necesidad de químicos adicionales.
- Mejora el rendimiento de la tecnología existente a través de una fácil adaptación.
- Compacto y fácil de instalar y mantener.
- Tecnología Costo-efectiva
- Crecimiento efectivo de la gota de aceite de 400-500%

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

Figura 4.5. TECNOLOGÍA MARE'S TAIL.



Fuente: Opus Maxim Limited, 2010.

### 4.4. Separación mejorada por gravedad

Mediante la aplicación de un campo gravitatorio artificial, las velocidades de sedimentación de partículas pueden ser enormemente mejoradas y el rango de tamaño efectivo sobre la cual las separaciones son eficientes pueden lograrse y se puede trabajar con tamaños mucho más pequeños. La fuerza adicional permitirá separaciones eficientes para lograr incluso un tamaño de partícula muy fina. Con el fin de aprovechar las mejoras en la eficiencia que se logra con el uso de campos gravitacionales artificiales, nuevas generaciones de separadores por gravedad

mejorados se han desarrollado y comercializado en la industria petrolera. Las dos categorías principales de estas tecnologías se describen a continuación:

### 4.4.1. Hidrociclones

Separadores estáticos de agua-aceite. Generalmente se refieren a los hidrociclones, consiste en inducir un movimiento centrífugo giratorio en el agua producida para amplificar el efecto de gravedad a gran magnitud para separar el aceite del agua. El agua aceitosa entra tangencialmente a través de una cámara cilíndrica. El movimiento de rotación del agua se acelera a través de la reducción concéntrica y secciones cónicas del hidrociclón. Las fuerzas centrífugas hacen que las gotitas de aceite lleguen al núcleo del vórtice donde la inversión del flujo axial se produce y se une a la corriente de rechazo donde es recuperado el aceite. El agua limpia se mueve a la parte exterior del hidrociclón y se descarga. El tiempo de residencia total del líquido en el hidrociclón es de 2-3 segundos. Los hidrociclones requieren velocidades de flujo relativamente altas y constantes (Mastouri, 2010).

Los hidrociclones pueden proporcionar un ahorro significativo en el peso, el espacio y el uso de energía. Los hidrociclones son particularmente eficaces cuando la presión del sistema operativo es alto. Si las presiones del sistema son bajas, las bombas de refuerzo son necesarias para aumentar la presión de operación para el hidrociclón. Sin embargo induce a una acción de esfuerzo cortante sobre las gotas de aceite y se reduce la eficiencia total del sistema.

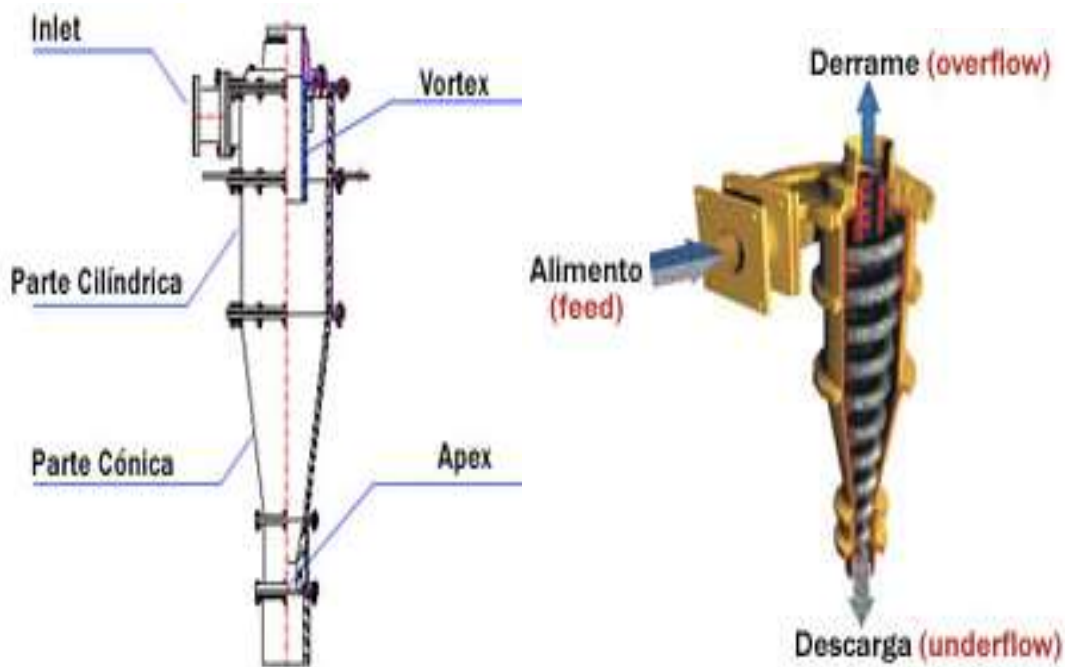
La parte superior del hidrociclón presenta un tubo para la salida de la suspensión diluida (*overflow*) y en la parte inferior se encuentra el orificio de salida de suspensión



## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

concentrada (*underflow*). El ducto de entrada se le llama *inlet* y el tubo de salida de la suspensión diluida se denomina *vortex*, y el orificio de salida de concentrado se denomina *apex*, tal como se puede observar en la figura 4.6.

Figura 4.6. PARTES DEL HIDROCICLÓN.



Fuente: Taninos.

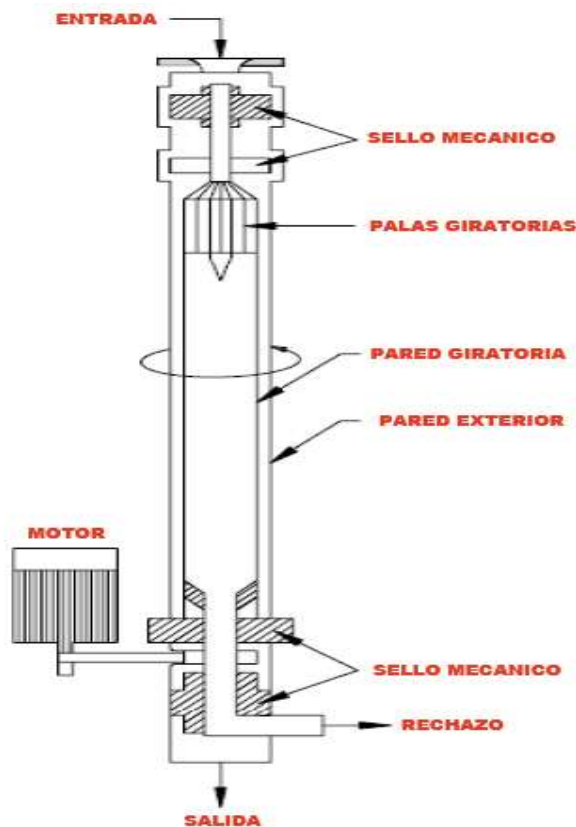
### 4.4.2. Centrifugadoras

Un sistema de centrifugación también conocido como hidrociclón dinámico consta de un cilindro giratorio, entrada axial y la salida, boquilla de desecho y el motor externo. El funcionamiento se basa en la modificación de fuerza de gravedad, al aumentar provoca la separación de fases. La rotación del cilindro crea un "vórtice libre" que provoca que los sólidos se dirijan hacia la periferia del tazón los cuales se acumulan en un espacio para sólidos. El aceite ligero es forzado hacia el centro por la capa de

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

agua de mayor densidad. Puesto que no hay geometría compleja que requiera una alta caída de presión, las unidades dinámicas pueden funcionar a presiones de entrada inferiores (aproximadamente 50 psia) que las unidades de hidrociclones estáticos (figura 4.7). Las centrífugas no son muy utilizadas en comparación con los hidrociclones debido a una mala relación costo-beneficio (Mastouri, 2010).

Figura 4.7. SISTEMA CENTRÍFUGO PARA SEPARAR AGUA-ACEITE.



Fuente: Maustori, 2010.

### 4.5. Evaporación

Se entiende por evaporación aquella operación que tiene por objeto concentrar una solución evaporando parte del líquido, calentándola con vapor de agua. Por lo tanto los evaporadores operan totalmente a expensas de una transmisión calorífica.

Algunas investigaciones proponen los métodos de evaporación como: Evaporadores de tubo vertical, Evaporadores de película descendente y Evaporación por compresión de vapor.

Evaporadores de tubo vertical, este tipo de evaporador también se le conoce como evaporador estándar, y normalmente tiene un cuerpo cilíndrico cuyo interior esta situado un haz de tubos verticales, estos tubos están abiertos en sus dos extremos, la evaporación tiene lugar dentro de los tubos, saliendo por la parte superior el disolvente evaporado y por la parte inferior se obtiene la disolución concentrada. El vapor calefactor tiene contacto con el haz de tubos, y sale como agua condensada.

Evaporador de película descendente; donde la solución a evaporar fluye hacia abajo dentro de los tubos verticales como una fina película. La vaporización se produce dentro de los tubos por la transmisión de calor externa, el vapor fluye hacia abajo en paralelo al flujo líquido. El vapor y el líquido concentrado se separan en una cámara inferior y en el cabezal de vapor.

La Evaporación por compresión de vapor consiste en la evaporación del agua a base de suministrarle calor procedente de la compresión de vapor, en vez de transmitir calor mediante contacto directo con un cuerpo sólido caliente. Este tipo de equipo se

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

diseña para reducir el punto de ebullición del agua mediante la disminución de presión.

### *Ventajas:*

- Elimina los tratamientos químicos por lo que no hay lodos químicos, y el costo de los materiales se reduce.
- Requiere de menos materiales de mantenimiento y menor mano de obra.
- Reduce el equipo requerido para la extracción de aceite en el agua producida.

### *Desventajas:*

- Alto costo especialmente el operativo en el caso donde se use una bomba o compresor además de la energía necesaria para generar el vapor.
- Se presentan problemas cuando se deposita sólidos en la superficie.
- Recomendado para bajas capacidades.

## **4.6. Separación por flotación**

La flotación es una operación utilizada para separar sólidos dispersos y líquidos inmiscibles suspendidos en una fase líquida. La separación se obtiene introduciendo finas burbujas (generalmente aire) en la fase líquida, las burbujas se adhieren a las partículas contaminantes y forman aglomerados con una densidad aparentemente menor a la fase líquida. La fuerza de empuje generada hace que las partículas suban a la superficie donde pueden ser removidas con facilidad.

Existen dos tipos de unidades de flotación:

Unidades de flotación por gas disuelto

Unidades de flotación por gas disperso:

Flotación hidráulica

Flotación por aire inducido (mecánica)

### **4.6.1. Sistemas de flotación con gas**

En el sistema de **flotación con gas disperso** el gas es dispersado en el agua, utilizando un rotor mecánico o un eyector. El tipo de eyector usa menos energía y menos gas que el rotor y tiene una relación de gas-agua de alrededor de 10 pies cúbicos por barril.

Los resultados están influenciados por la concentración de gas, la salinidad, la temperatura, el pH, el tipo de crudo, la concentración de aceite, y los aditivos químicos para la flotación. Son comunes las recuperaciones de aceite de más del 90%.

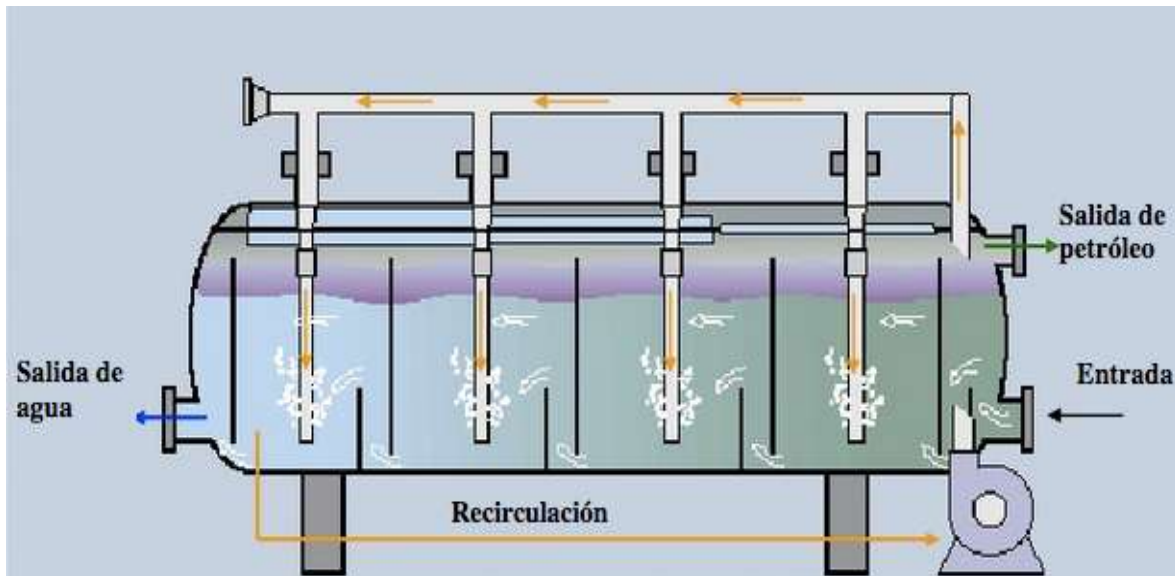
#### **Flotación Hidráulica**

La inducción de gas se realiza hidráulicamente sin el empleo de un mecanismo de aireación mecánico. Esta dividida en cámaras de flotación, a medida que el agua va circulando por estas cámaras se va purificando. El agua que completo el ciclo esta es recirculada por una bomba y dirigida a cada una de las cámaras por un tubo de distribución y una boquilla. El gas es inducido mediante una válvula de aguja cerca de las boquillas. Al pasar el agua con el gas a altas velocidades por las boquillas, da

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

lugar a la formación de pequeñas burbujas que luego arrastran las impurezas hacia la superficie, donde será removidas por un sistema de rebalse (figura 4.8.)

**Figura 4.8 FLOTACIÓN HIDRÁULICA**



### Flotación mecánica

Esta técnica utiliza equipos motorizados que inducen el aire dentro de la fase acuosa como los aireadores, que consisten de un impeler movido por un motor, que succiona agua y esta a su vez succiona aire del ambiente. A la salida del impeler, unas pequeñas perforaciones producen las burbujas.

En este proceso los valores típicos del tamaño de burbuja son superiores a 1 mm. Debido a los grandes tamaños de burbuja, se incrementa la cantidad de aire que se debe inyectar para que el proceso sea eficiente. Este sistema requiere, además, grandes difusores para tener influencia sobre toda el agua por tratar.

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

En el sistema de **flotación con gas disuelto**, el agua es saturada con aire o gas natural en un contactor a presión. Luego el agua saturada es dirigida un tanque de flotación en donde la presión disminuye dando lugar a la formación de pequeñas burbujas en el seno del líquido que a su vez arrastran las impurezas a la superficie.

Estas unidades son muy grandes y no funcionan tan bien como las unidades de gas disperso.

### **4.7. Separación de sólidos en suspensión**

La remoción de sólidos en suspensión es indispensable en el agua de reinyección ya que es probable que tapen la formación. Para realizar esta remoción de sólidos existen muchos tipos de filtros. Hay muchos tipos de filtros disponibles y los más comunes se tratan a continuación.

#### **Filtración**

Cuando el objetivo es la eliminación de una fase aceitosa de una corriente de agua contaminada a través de la filtración, se utilizan medios absorbentes. Muchos compuestos pueden ser usados como absorbentes o filtros, materiales con características hidrofóbicas y oleofílicos los cuales flotan sobre el agua incluso al estar saturado con aceite. Los absorbentes se clasifican generalmente en dos categorías, aquellos que no pueden ser regenerados y los que si pueden regenerar (Mastouri, 2010).

El tratamiento primario y secundario permitirá que 90% de las empresas petroleras en todo el mundo se mantenga dentro de los límites de descarga tanto

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

reglamentados como fijados por las empresas, una cantidad máxima de petróleo o de materia sólida puede resultar insuficiente. Una limpieza suplementaria puede ser necesaria lo que se puede obtener con el método de filtración.

El método es utilizado cuando la concentración de aceite a la entrada al sistema es baja (menor de 10 ppm). Se utilizan camas de filtros sintéticos y naturales. Las fibras sintéticas se utilizan como material del lecho, incluyendo polipropileno, poliéster y poliamida (nylon). Algunas alternativas naturales amigables con el medio ambiente han surgido, como es el caso de la cáscara de nuez, donde es común adaptarlo para filtrado de agua utilizado para la inyección y descarga costa afuera, además se usan materiales como el algodón, la lana, el carbón activado y el kenaf (planta de origen africano). Otros estudios han aplicado el uso de la turba que es un material orgánico rico en carbono, lino, cáñamo, viruta de madera, cáscara de arroz, cáscara de coco y el bagazo y algunas plantas como son la Salvina (Mastouri, 2010). Muchos de estos productos son desechos procedentes de la agricultura además que son baratos y naturales. Algunos materiales y técnicas usadas actualmente son las siguientes:

- Filtros de cáscara de nuez
- Filtros de arena
- Zeolita
- Filtro de Kapok (árbol de la región del sureste de México y Centroamérica)
- Carbón activado



#### 4.7.1. Filtros de cáscara de nuez

Este tipo de filtro el lecho filtrante está compuesto por:

- 80% de cáscara de nuez molida AP-51
- 20% de cáscara de avellanas molidas AX-102

El filtro de cáscara de nuez, en condiciones normales de funcionamiento, con una concentración de aceite a la entrada de 50 mg/l o menos y una entrada de sólidos comparables, los filtros de cáscara de nuez producirán un efluente con menos de 5 mg/l de aceite disperso y sólidos en suspensión sin la adición de productos químicos.

El ciclo de filtración comienza cuando el líquido sucio entra en el recipiente a través de una válvula. El fluido contaminado entra a presión y se ve obligado a pasar a través de la cama de arena (cáscara de nuez molida), aceite y sólidos son atrapados y se acumulan en esta cama, el agua limpia y filtrada se descarga en el fondo del recipiente (Figura 4.9).

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

Figura 4.9 FILTRO DE CASCARA DE NUEZ HYDROFLOW.



Fuente: *Enviro Tech System.*

### 4.7.2. Filtros de lecho graduado

Se trata de capas filtrantes de diferente tamaño acomodadas de forma que las partículas más grandes estén en la parte inferior y las más pequeñas en la parte superior. Las partículas más pequeñas actúan como filtro, las demás son capas de apoyo solamente.

Los medios de filtración más comunes son arena, antracita y carbón (grafito).

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

Los filtros operan generalmente de arriba hacia abajo, aunque también existen los de flujo descendente. Cuando la caída de presión alcanza a 3.5 psia (25 kPa), el filtro se retrolava rápidamente para eliminar los sólidos que han sido retenidos.

Estos filtros se pueden obstruir fácil y seriamente con el aceite. El aceite debe ser eliminado antes de la filtración, y se debe instalar alguna forma de prevención de reboses (ARPEL, 2000).

- Las partículas de hasta 25-50 micras de diámetro pueden ser eliminadas.
- Existen filtros de alta velocidad del flujo descendente y ascendente estos pueden eliminar 5-10 micras de diámetro pueden eliminarse sin coagulación y hasta 1-2 micras si se introduce un coagulante como el alumbre.

### 4.7.3. Filtros cartucho

Hay disponibles filtros cartucho en una amplia gama de materiales y tamaños de poros, en configuración desechable o re-usable. Los filtros cartucho generalmente se clasifican con un grado nominal (es decir, 10  $\mu\text{m}$  a 98% significa que el 98% de los sólidos con tamaño de partícula de 10 micras serán retenidos) y la variación de cualquiera de las condiciones puede cambiar considerablemente el desempeño.

### 4.8. Sedimentación

En proyectos muy grandes, o donde hay presentes sólidos suspendidos muy finos se usan métodos de coagulación y sedimentación. La sedimentación por gravedad en lagunas grandes es efectiva pero no ha sido usada en forma amplia hasta hace poco debido a la carencia de coagulantes apropiados. El proceso de sedimentación

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

se basa en la Ley de Stokes, que indica que las partículas se sedimentan más fácilmente cuanto mayor sea el diámetro, su peso específico comparado con el del líquido, y cuanto menor es la viscosidad del mismo. Se usa en tratamientos de agua residuales para eliminar la materia sólida fina, orgánica o inorgánica. El desarrollo de polímeros sintéticos (polielectrolitos) ha ampliado mucho la gama de aguas que pueden tratarse y clarificarse.

Los polímeros causan coagulación y floculación hasta que las partículas crecen a un tamaño que se precipitan a una velocidad razonable.

La selección de los coagulantes se hace a menudo, en base a la recomendación de la compañía química, y muchas veces por tanteo.

El agua de las lagunas de sedimentación deberá ser filtrada luego de la sedimentación y antes de su uso, para retirar cualquier sólido restante.

### 4.9. Filtración por Membranas.

La filtración por membranas es una técnica que se ha desarrollado en las últimas 2 décadas para el tratamiento de aguas residuales. Los sistemas de membranas de filtración se pueden clasificar en:

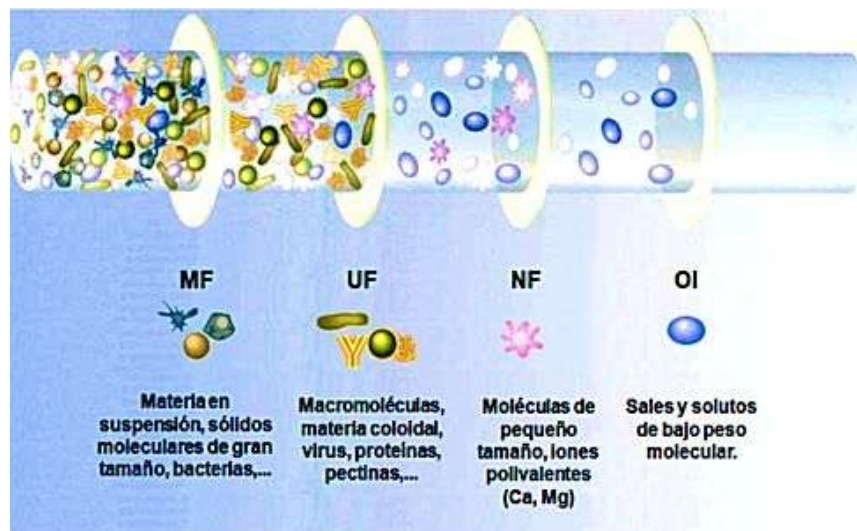
Tipo de filtración	Rango de separación
Microfiltración (MF)	0.05-10 micras
Ultrafiltración (UF)	0.005-0.05 micras
Nanofiltración (NF)	0.001-0.0001 micras
Osmosis Inversa (OI)	0.0001-0.001 micras

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

Generalmente el uso de membranas requiere de un pre-tratamiento previo para evitar que determinadas sustancias puedan precipitar en los módulos y bloquear el paso de agua a través de las membranas o bien dañarlas.

Las membranas de microfiltración tienen poros relativamente grandes, ultrafiltración y nanofiltración separan las partículas más pequeñas y la ósmosis inversa es capaz de eliminar la materia disuelta (sales) figura 4.10.

Figura 4.10. NIVEL DE SEPARACIÓN POR FILTRACIÓN POR MEMBRANAS.



La micro y ultrafiltración se aplican en el tratamiento de aguas residuales (aunque no muy frecuente), la nanofiltración se aplica muy rara vez, la *ósmosis inversa* se aplica para la producción de agua potable.

Las membranas están fabricadas de diversos materiales, principalmente de polímeros tales como la celulosa, nylon, teflón, y también pueden estar hechos de cerámica.

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

Existe una gran variedad de configuraciones, tales como fibra hueca, membranas tubulares o en espiral, estas membranas producen un permeado (agua limpia) y un rechazo (en el que la contaminación se concentra).

### **4.9.1. Microfiltración y ultrafiltración**

La microfiltración es un proceso de flujo de baja presión a través de una membrana para la separación de materia en suspensión, sólidos moleculares de gran tamaño en el rango de 0.05-10 micras. La ultrafiltración utiliza presiones de hasta 10 bar, su rango de separación es de 0.005-0.05 micras y es capaz de separar macromoléculas, sales, materia coloidal, virus, entre otras.

### **4.9.2. Ósmosis inversa y nanofiltración**

La ósmosis inversa y la nanofiltración permite la separación de las partículas existentes en el agua, a nivel de iones, mediante un proceso físico-químico en el cual el agua, aplicando una presión determinada, atraviesa una membrana semipermeable que deja pasar el agua pero retienen las sales disueltas.

Estos equipos permiten obtener un agua (denominada permeado) con una muy baja salinidad, prácticamente exenta de coloides, bacterias, contaminantes y materia orgánica; todas estas sustancias así como las sales presentes en el agua de aporte se concentran en un reducido volumen de agua (denominado rechazo) que generalmente es desechado.

Membranas cerámicas modificadas químicamente para el tratamiento de emulsiones de agua-aceite podrían remplazar el sistema actual en los próximos 5 años. Los

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

principales problemas que sufren las membranas es la facilidad de ensuciarse y muestran una pobre estabilidad a largo plazo del flujo de agua.

Bilstad y Espedal,1996, comparan las membranas de microfiltración y ultrafiltración en pruebas piloto para el tratamiento de agua producida en yacimientos petroleros del Mar del Norte, los resultados mostraron que la ultrafiltración, podría cumplir con los estándares establecidos para hidrocarburos totales y componentes disueltos en ese lugar, pero no es así en el caso de la microfiltración (Bilstad, 1996).

Una combinación de microfiltración y ultrafiltración poliméricas o membranas cerámicas son adecuadas para eliminar el contenido de aceite para yacimientos petroleros. Sin embargo las membranas cerámicas son preferibles ya que tienen una mejor tolerancia a altas temperaturas, alto contenido de aceite, incrustaciones y limpiadores fuertes (Mastouri, 2010).

### **4.10. Electrodialisis (ED)**

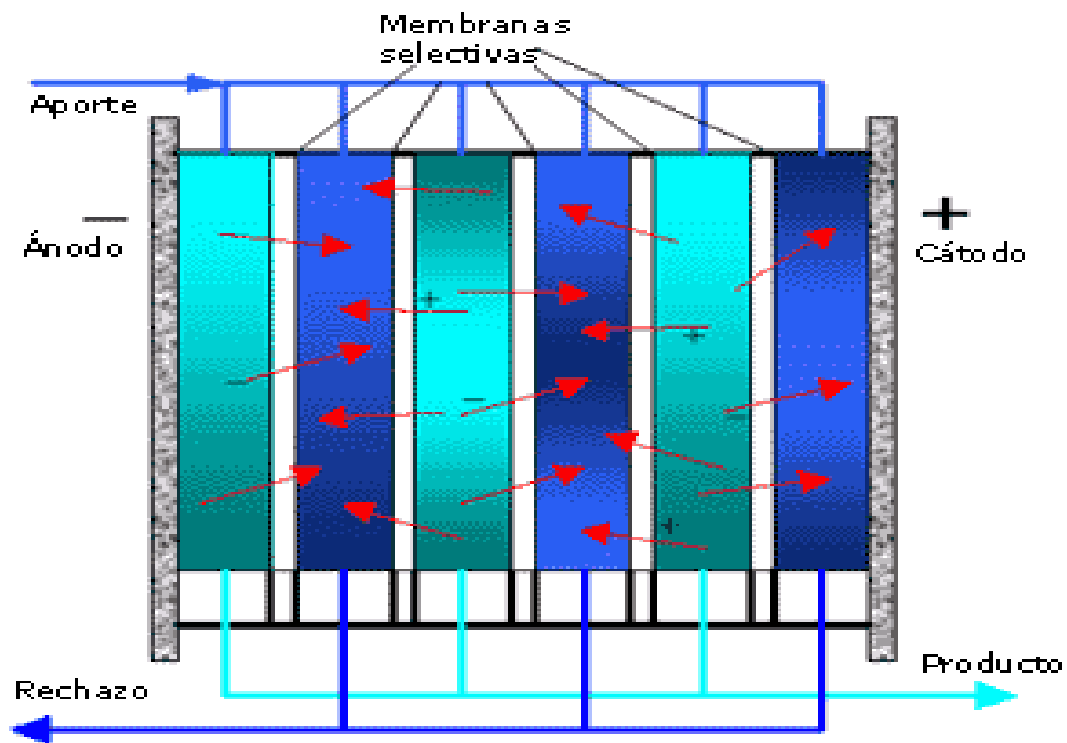
Las sales disueltas en el agua son los cationes y aniones. Estos iones pueden ser adheridos a electrodos con cargas opuestas. En la electrodialisis, las membranas se colocan entre un par de electrodos. Las membranas deben permitir que los cationes o aniones pasen a través de ellas (Maustori,2010).

En el proceso de la electrodialisis, consiste en varias celdas hechas con membranas ión-selectivas. Cada celda consta de una membrana catiónica y una aniónica. La membrana de intercambio catiónico tiene carga negativa y es permeable a cationes como el  $\text{Na}^+$ , mientras que la membrana de intercambio aniónico está cargada positivamente, y es permeable para aniones. Una serie de estas celdas se coloca en

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

el electrolito a depurar, de manera que al colocar un par de electrodos y aplicar una corriente eléctrica, los aniones y cationes presentes como soluto migraran hacia el ánodo y cátodo respectivamente, atravesando las membranas catiónica y aniónica según corresponda, y pasan a formar parte de un electrolito más concentrado, obteniéndose como producto un agua libre de minerales (figura 4.11).

Figura 4.11. PROCESO DE ELECTRODIÁLISIS.



Fuente: *Accquamatter*.

Resultados recientes indican que esta propuesta puede ser apropiada para la regeneración de las aguas producidas con bajos niveles de sólidos totales disueltos, pero es poco probable que sea rentable (Maustouri, 2010).



### 4.11. Remoción de gas disuelto

Las plantas de tratamiento de agua se clasifican en sistemas abiertos o cerrados. Los sistemas cerrados son los diseñados para impedir el contacto del agua con el aire y minimizar así las pérdidas de gas disuelto y el atrapamiento de aire. Ambos sistemas tienen ventajas y desventajas.

En un sistema cerrado los gases disueltos se mantienen en solución. Si hay dióxido de carbono y calcio, el pH es estable y se inhibe la precipitación de carbonato de calcio. También se evita la oxidación de hierro disuelto y de sulfuros. Sin embargo, el sistema se mantiene a presión y el equipo es más costoso. Además, se permite que continúe cualquier corrosión resultante de gases corrosivos disueltos, principalmente  $H_2S$  y  $CO_2$ .

En un sistema abierto no se trata de excluir al aire. En efecto, en muchas plantas el agua es aireada para extraer los gases no deseables tales como el  $H_2S$ . Los sistemas abiertos permiten usar grandes estanques de retención que dan tiempo al agua para estabilizarse, las partículas suspendidas se depositan y las gotitas de aceite coalescen en la superficie.

Sin embargo, es posible que la corrosión aumente y se produzcan problemas de incrustación.

#### *Remoción del oxígeno*

En el caso particular del oxígeno, debe aclararse que una vez que este gas se ha introducido en las salmueras, rara vez se extrae. Cuando se debe inyectar el agua, frecuentemente es más económico retirar el oxígeno o usar cañería y/o tubería

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

recubierta de plástico resistente a la corrosión. Cuando debe descargarse el agua, la presencia de oxígeno disuelto es favorable. Sin embargo, en algunos casos, particularmente cuando se usan grandes cantidades de agua dulce de reposición, hay que retirar el oxígeno. Existen varios métodos para la extracción de oxígeno:

**Separación del gas.** Generalmente se realiza con gas natural en una torre de desorción en contracorriente que contiene empaque o bandejas. Las bandejas son más comunes debido a que el empaquetamiento tiende a ensuciarse con los sólidos suspendidos.

La desorción es una operación unitaria de transferencia de materia. En ella un gas disuelto en un líquido es arrastrado por un gas inerte siendo eliminado del líquido.

El principio de la separación es el de reducir la concentración de oxígeno hasta la solución, reduciendo su presión parcial y por lo tanto su solubilidad.

La cantidad de oxígeno extraída es una función de:

- La concentración de Oxígeno Disuelto en el agua.
- La cantidad de bandejas teóricas.
- La relación Gas-Agua.
- La Presión.
- La Temperatura.

Una torre de separación bien diseñada puede reducir al oxígeno disuelto a 0.01 a 0.02 ppm. (ARPEL,2000)

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

**La desaireación en vacío.** Reduce la presión parcial del oxígeno por encima de la superficie del agua. La desaireación en vacío también se lleva a cabo en una torre que contiene empaquetamiento o bandejas, aunque el empaquetamiento es menos complejo. La presión se reduce en la torre usando una bomba de vacío o una bomba de vacío asistida por un reductor. Las concentraciones de oxígeno se bajan a alrededor de 0.1 ppm en una torre de una etapa y a alrededor de 0.01 ppm en una torre de tres etapas.

En el interior de la torre se mantiene un determinado grado de vacío extrayendo los gases que se liberan mediante un sistema adecuado de bombeo (eyectores, bombas de anillo líquido, etc.).

Se debe cuidar mantener un pH bajo para impedir que se formen incrustaciones.

El pH se corrige después de haber eliminado el CO<sub>2</sub>.

### *Remoción del ácido sulfhídrico*

La clave para la remoción exitosa de H<sub>2</sub>S es el control del pH. Con un pH menor de 5, casi todo el H<sub>2</sub>S está presente como un gas asociado y puede ser eliminado fácilmente.

Los procesos utilizados incluyen:

**La aireación.** Satura al agua con aire, causando la liberación del H<sub>2</sub>S.

**La separación con gases de combustión.** El CO<sub>2</sub> en el gas ayuda a reducir el pH y ayuda a la separación. Los gases de combustión deben ser controlados cuidadosamente para asegurar la combustión completa y evitar la introducción del

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

oxígeno en el sistema. Una torre de desorción en contracorriente es usada generalmente con el gas de combustión alimentado por la parte inferior.

### *Remoción del CO<sub>2</sub>*

La ionización del CO<sub>2</sub> también depende del pH y la cantidad del CO<sub>2</sub> que puede ser eliminada es una función del pH. A un pH de 4.5 todo el CO<sub>2</sub> está como gas.

La presencia de dióxido de carbono es un problema debido a su naturaleza corrosiva.

Los métodos para la eliminación incluyen:

**La aireación o barrido mecánico con aire.** Definida de forma simple es la transferencia de oxígeno del aire al agua. Cuando se agrega aire se liberan algunos de los gases del agua tal como el CO<sub>2</sub>

## 4.12. Tratamiento químico

### 4.12.1. Floculación y coagulación

Las aguas producidas así como las residuales o potables, contienen material suspendido, sólidos que pueden sedimentar en reposo, o sólidos dispersados que no sedimentan fácilmente, una parte importante de estos sólidos que no sedimentan pueden ser coloides. En los coloides cada partícula se encuentra estabilizada por una serie de cargas de igual signo sobre su superficie, haciendo que se repelan dos partículas vecinas. Puesto que esto impide el choque de las partículas y que formen así masas de mayor tamaño, llamadas flóculos, las partículas no sedimentan. Las operaciones de coagulación y floculación desestabilizan los coloides y permiten su

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

sedimentación. Esto se logra por lo general con la adición de agentes químicos y aplicando energía de mezclado.

Los procesos de floculación y coagulación facilitan la eliminación de las sustancias en suspensión y de partículas coloidales.

La coagulación es un proceso que permite incrementar la tendencia de las partículas a agregarse unas a otras para así formar partículas de mayor tamaño y así precipitar más rápidamente. Los coagulantes son agentes que ayudan a la precipitación. Las fuerzas de atracción y repulsión son las responsables de la estabilidad de las partículas de los contaminantes. Estas fuerzas se reducen mediante la adición de productos químicos o coagulantes, lo que permite la interacción de partículas mediante la agitación física. La mezcla rápida permite la dispersión en el agua del producto químico y promueve el choque de partículas, lo que hace que las partículas se agrupen para formar flóculos. Después de un período de mezcla rápida es necesario disminuir la velocidad de mezcla para formar flóculos más grandes, éste proceso es la floculación.

Los tipos de coagulantes más usados en el tratamiento del agua son: el sulfato de aluminio, sulfato ferroso, cloruro férrico, entre otros. Y el en caso de los floculantes son el sílice activado y polímeros naturales.

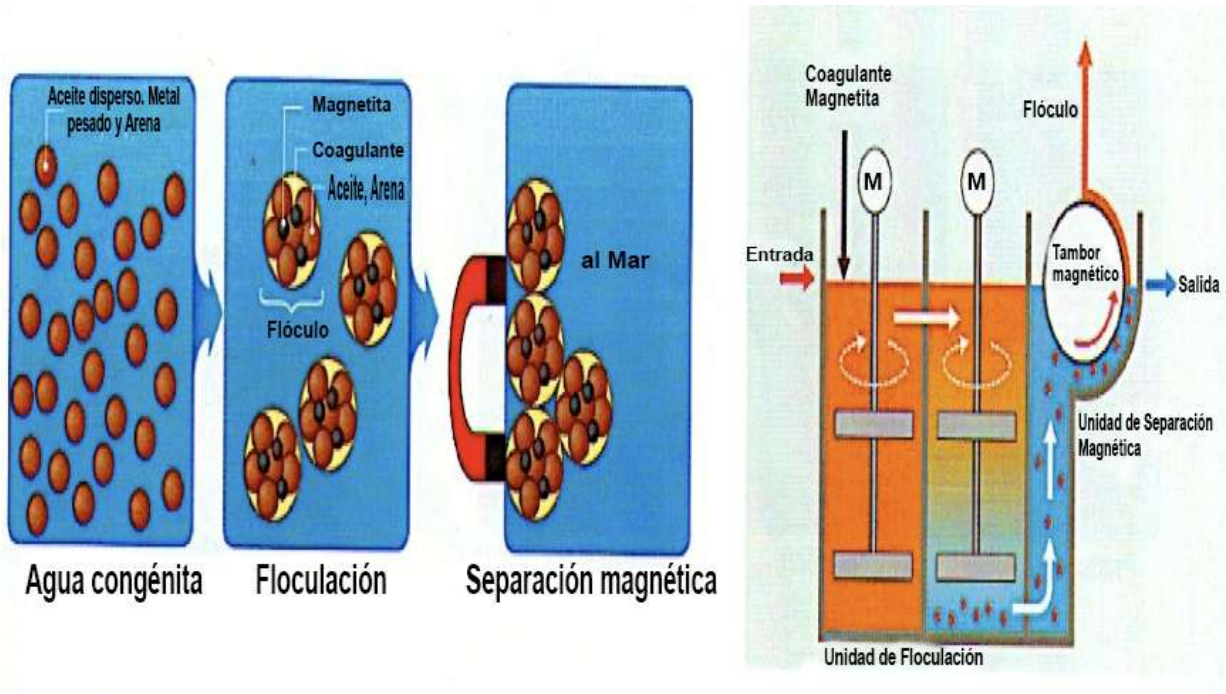
### 4.12.2. FMS (Floculación y Separación Magnética)

La empresa japonesa JOGMEG y Hitachi desarrollaron el sistema de tratamientos de agua congénita FMS. Esta tecnología es efectiva para la disposición oceánica en el espacio limitado de las plataformas marinas.

El sistema consiste de un proceso de floculación y un proceso de separación magnética. En el proceso de floculación se agregan coagulante, magnetita y polímero, y la mezcla es agitada. Esto causa que el aceite disperso, metales pesados y arena se floquen con las partículas agregadas de magnetita y formen un gran número de grumos, llamados flóculos. El proceso de separación tiene la forma de un tambor revolvente; un tambor magnético con algunos magnetos permanentes instalados en la vecindad de la superficie del tambor. Debido a que los flóculos contienen magnetita, son atraídos a la superficie del tambor magnético cuando pasan cerca de dicho tambor. Los flóculos son removidos por esta separación magnética y el agua es tratada (JOGMEG, 2010) figura 4.13.

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

Figura 4.13. FLOCULACIÓN Y SEPARACIÓN MAGNÉTICA.



Fuente: JOGMEG, 2010.

### 4.12.3. Precipitación química

La precipitación química es la tecnología mediante la adición de reactivos, que contaminantes solubles se transformen en formas insolubles o de menor solubilidad. La separación de sustancias es por asentamiento gravitacional. La precipitación química es un proceso de tres pasos que consiste en coagulación, floculación y sedimentación.

Esta tecnología es generalmente la más común para reducir la concentración de metales en el agua producida a niveles que no excedan el límite permisible. También se utiliza para eliminar la dureza del agua cuyo nombre es ablandamiento.

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

El uso de cal es el proceso normal para ablandar el agua. En el proceso modificado de cal en agua producida que tiene una dureza de 2,000 ppm, 500 ppm de sulfuros, 1,000 ppm de sólidos totales disueltos y 200 ppm de aceite puede ser exitosa con el uso del generador de vapor. En este proceso el consumo alcalino y de lodos de producción puede ser reducido hasta 50% en comparación con el procedimiento convencional (Fakhru'í *et al.*, 2009).

### 4.12.4. Oxidación química

La oxidación química es el método de tratamiento usual para la descomposición de los productos químicos refractarios (los cuales tienen la propiedad de resistir altas temperaturas sin descomponerse) en las aguas residuales en el que se utilizan un fuerte oxidante, catalizadores y la radiación (excepto en el tratamiento con ozono) (Fakhru'í *et al.*, 2009).

El agua producida contiene con frecuencia sustancias orgánicas no biodegradables. Estas sustancias se pueden oxidar químicamente logrando así su eliminación.

Sin embargo, los procesos de oxidación a menudo tienen costos operacionales altos comparados con el tratamiento biológico.

### 4.12.5. Tratamiento por ozono

El tratamiento por ozono es un método eficaz para mejorar la calidad de agua de producción. Un proceso para reducir la concentración de material orgánico e inorgánico disuelto en agua producida consiste en introducir una cantidad suficiente de ozono gaseoso en el agua producida por medio de una corriente de alimentación



## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

para maximizar la frecuencia de colisión de gas de ozono y el agua producida. Este contacto generalmente se obtiene al mezclar el agua que cae de una columna mezcladora donde en la base de la columna se inyecta ozono mezclado con agua, el ozono por ser un gas trata de ascender por la columna mientras el agua desciende, de esta forma entran en contacto y así el ozono esteriliza el agua.

### *Ventajas*

- Facilidad de producción de ozono desde aire u oxígeno por descargas eléctricas.
- Facilidad de reacción con compuestos orgánicos e inorgánicos debido a su alto potencial de reducción
- Requiere de un tiempo de contacto pequeño.
- Usualmente no generan lodos que a su vez requieren de un proceso de tratamiento

### *Desventajas*

- El ozono es altamente corrosivo y tóxico.
- El costo inicial del equipamiento es alto.
- El ozono debe ser generado in-situ por problemas en el almacenamiento y transporte.
- La vida media del ozono en el sistema de distribución es de 25 minutos a temperatura ambiente.

### 4.12.6. Demulsificantes

Los químicos demulsificantes son compuestos orgánicos complejos con características activas de superficie que contrarrestan los agentes emulsificantes, permitiendo que las gotas de agua dispersa en el petróleo, se unan en gotas de mayor tamaño y se asienten fuera de la matriz.

La elección del demulsificante debe realizarse tomando en cuenta todas las funciones del sistema de tratamiento.

Si el proceso se realiza en un tanque de asentamiento un demulsificante con acción relativamente lenta puede usarse con buenos resultados.

Pero si el sistema es un proceso electrostático, donde la floculación y la coalescencia son ayudadas por un campo eléctrico, entonces es necesario utilizar un demulsificante que actúe rápidamente.

Para seleccionar el químico apropiado, se toma una muestra representativa del fluido. Luego se coloca la muestra en varios recipientes con diferentes demulsificantes, y se determina cuál de los químicos producirá una mejor ruptura de las emulsiones.

Para determinar la proporción óptima del químico, se realizan pruebas adicionales a diferentes temperaturas y con diferentes cantidades de químicos, para así seleccionar la mejor opción.

El demulsificante óptimo, debe ser aquel que provea la separación más clara y limpia del agua y el petróleo, a la menor temperatura, en el menor tiempo y con el menor

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

costo, sin que ocurran problemas con los químicos usados para los siguientes procesos.

La agitación es necesaria para la formación de una emulsión, sin embargo, si ésta es controlada puede ayudar en el tratamiento. La agitación acelera difusión del demulsificante en la emulsión e incrementa la intensidad y el número de colisiones de las gotas dispersas aumentando la probabilidad de coalescencia.

### **4.13. Tratamiento biológico**

El tratamiento biológico es un proceso que podría ser utilizado para la eliminación de material orgánico. La mayor limitación de cualquier tratamiento biológico es el largo periodo de retención requerido para que la degradación biológica ocurra. Una instalación mar adentro con una producción significativa de agua requiere de una capacidad de almacenamiento de gran tamaño (Mastouri, 2010).

Microorganismos aeróbicos y anaeróbicos fueron estudiados para el tratamiento biológico del agua producida. Un ejemplo de tratamiento aeróbico es el siguiente:

#### **4.13.1. Lodo activado**

Es el método usual para el tratamiento de aguas residuales. En una planta de flujo continuo, un espumador de aceite es usado para remover el aceite antes del tratamiento con el sistema de lodo activado. El lodo activado es una alternativa para el tratamiento del agua contaminada ya que posee una gran variedad de microorganismos capaces de remover materia orgánica presente en el agua. Quienes llevan acabo este proceso, son una gran masa de microorganismos de

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

diferentes especies que cumplen funciones específicas en la depuración de material orgánico. Estos organismos pueden ser aeróbicos, anaeróbicos y facultativos. El tratamiento con lodo activado puede remover eficientemente de 98-99% de hidrocarburos totales con un tiempo de retención de sólidos de 20 días (Fakhru'í *et al.*, 2009).

El sistema se compone de un reactor aireado artificialmente (cámara de aireación), seguido por un sedimentador que cumple la función de separar la biomasa en la fase líquida. Una parte de la biomasa separada en el sedimentador secundario se la recircula al reactor, el resto se elimina (purga de lodos), de manera tal de mantener la concentración de microorganismos en la cámara de aireación de manera constante. De esta manera, por efecto de la recirculación aumenta la concentración de la biomasa en la cámara de aireación, y el tiempo de residencia de los mismos, obteniéndose remociones similares con instalaciones más pequeñas. Al aumentar el tiempo de residencia de los microorganismos en el reactor, aumenta la actividad biológica, y disminuye, así, el tiempo de tratamiento (del orden de horas).

Los sedimentadores deben cumplir con dos funciones: la clarificación y el espesamiento que es generar un lodo suficientemente concentrado en el fondo del sedimentador.

La purga de los lodos generalmente se hace para eliminar el lodo en exceso, y así, evitar un alto contenido de microorganismos en el líquido tratado. Estos lodos desechados requieren de un tratamiento previo a su disposición por la gran cantidad de materia orgánica y agua.

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

Las dificultades operacionales observadas comúnmente, suelen estar relacionados con el mal funcionamiento del clarificador, es decir una gran cantidad de sólidos biológicos en el líquido efluente.

El mecanismo dominante para remover los hidrocarburos por microorganismos por tratamiento biológico es la biodegradación y floculación. La **floculación** es el fenómeno de formación de flóculos de materia en el seno del agua a tratar. La turbulencia en el reactor favorece al encuentro entre partículas no vivas y microorganismos. La floculación supone el paso de los contaminantes de forma suspendida no sedimentable a la forma suspendida sedimentable.

### 4.13.2. Biodegradación

Es la disolución química de los materiales por bacterias u otros medios biológicos. El material orgánico se puede degradar aeróbicamente con el oxígeno o anaeróbicamente, sin oxígeno.

Dado que los productos petrolíferos son mezclas complejas de hidrocarburos y derivados, la biodegradación es selectiva ya que los microorganismos no degradan por igual las distintas familias de hidrocarburos (Fakhru'l *et al.*, 2009).

### 4.14. Tratamiento con biocidas

Los biocidas son sustancias orgánicas o inorgánicas que se utilizan para inhibir el desarrollo de las bacterias.

#### 4.14.1. Bacterias

Se deben añadir biocidas al agua que se inyectará si hay bacterias presentes en el agua, ya que varios tipos de bacterias pueden conducir a serios problemas en el yacimiento y en los sistemas de tuberías.

Las bacterias son extremadamente pequeñas (0.5  $\mu\text{m}$  de diámetro) y hay miles de especies. Algunas pueden duplicar su población en menos de 20 minutos, abrumando literalmente un fluido.

Las bacterias pueden soportar variaciones amplias de temperatura (-10 a 100 °C), y condiciones de pH (0 a 10.5) así como variaciones en las concentraciones de oxígeno (0 a 100%). En el agua se desarrollan mejor con un pH entre 5 y 9, temperaturas menores de 80°C y, aunque prefieren el agua dulce, se adaptan muy bien a las salmueras.

En el campo petrolero, las bacterias se clasifican en tres categorías:

- I. Aeróbicas - requieren oxígeno para vivir.
- II. Anaeróbicas - crecen mejor en ausencia del oxígeno.
- III. Facultativas - crecen con o sin oxígeno.

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

### 4.14.2. Bacterias nocivas

Las bacterias que causan los problemas más serios son las bacterias sulfato-reductoras (SRB). Estas reducen los iones de sulfatos y sulfitos presentes en muchas aguas de campos petroleros a iones de sulfuros, liberando el H<sub>2</sub>S como subproducto, con lo que pueden surgir cuatro diferentes problemas:

1. Las bacterias pueden participar directamente en la reacción de corrosión, causando picadura severa en la tubería de acero.
2. La generación de H<sub>2</sub>S puede aumentar mucho la corrosión general del agua. Hay también varios casos en que yacimientos dulces se han vuelto sulfurosos (amargos) resultando en problemas serios.
3. El H<sub>2</sub>S libre puede conducir a la ruptura sulfurosa por debilitamiento del acero.
4. La corrosión resulta en sulfuro ferroso que causa obturación en el yacimiento.

Se reconocen cuatro familias principales de Bacterias Sulfato Reductoras (SRB), tabla 4.1.

**Tabla 4.1. BACTERIAS REDUCTORAS DE SULFATO.**

<b>Género</b>	<b>Especie</b>
Desulphavibrio	Africans <i>sp</i> Desulphuricans <i>sp</i> Saalexingens <i>sp</i> Vulgaris <i>sp</i>
Desulphotomaculum	Nigrificans <i>sp</i> Orientis <i>sp</i>

Fuente: ARPEL, 2000.

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

Las SRB requieren nutrientes para crecer. Entre los nutrientes primarios se encuentran el carbono, el nitrógeno y el fósforo (generalmente hallado en alcoholes, ácidos orgánicos, inhibidores de incrustación), el hierro disuelto y los iones de sulfatos o sulfitos.

Otras bacterias que causan serios problemas son las bacterias del hierro y las bacterias formadoras de lama. Las bacterias del hierro depositan una lámina de hidróxido férrico alrededor suyo a medida que crecen, causando la corrosión y obturación. Grandes cantidades pueden producir hidróxido férrico suficiente para causar obturación severa del yacimiento. Las bacterias formadoras de lama generan masas de lama densa sobre superficies sólidas y causan corrosión y obturación similares a las bacterias del hierro (ARPEL, 2000).

En el tratamiento del agua producida, ninguna tecnología por si sola puede satisfacer las características adecuadas para su disposición. Así que dos o más sistemas de tratamiento deben ser utilizados como una operación en serie. La elección de alguna tecnología para el agua producida depende de muchos factores como la química del agua, el plan de disposición, lugar de instalación, rentabilidad, espacio disponible, entre otros.

En la tabla 4.2 se muestran las ventajas y desventajas de los tratamientos comunes para el agua producida.



## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

**TABLA 4.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS TRATAMIENTOS COMUNES PARA EL AGUA PRODUCIDA.**

TRATAMIENTO	DESCRIPCIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Separador de placa corrugada	Separa el aceite del agua por efecto de gravedad mejorando por floculación en la superficie de la placa corrugada.	No requiere energía, bajo costo, efectiva para la eliminación de grandes cantidades de aceite y sólidos suspendidos, partes no móviles, esta tecnología es sólida y resistente.	Ineficiente para partículas finas, requiere de un gran tiempo de retención.
Centrífugo	Separa el aceite bajo fuerza centrífuga generada por el giro del cilindro.	Remueve eficientemente pequeñas partículas de aceite (3 micras) y sólidos disueltos, menor tiempo de retención y alto rendimiento.	Alto requerimiento de energía para el giro, alto costo de mantenimiento. No tiene posibilidad de crecimiento en cuanto el volumen manejado, debido a que la velocidad de rotación es fija.
Hidrociclón	Separa el aceite bajo fuerza centrífuga generada por la presión de entrada tangencial de la corriente.	Tamaño compacto, alta eficiencia para partículas pequeñas de aceite.	Requerimiento de energía para presurizar en la entrada. no separa sólidos, alto costo de mantenimiento.
Flotación por gas	Partículas de aceite se unen al gas inducido y flotan a la superficie.	No contiene partes móviles, manejo de grandes volúmenes de agua, fácil operación, la presión del gas que se requiere es baja 1.5-2.5 kg/cm <sup>2</sup> resistente y durable.	Genera grandes cantidades de aire, alto tiempo de retención para la separación y gran volumen de espuma, gran dimensión. En cuanto a la remoción de aceite es menos eficiente con respecto a otros.
Ozono	Oxidantes fuertes reaccionan con los contaminantes solubles, los componentes solubles se precipitan y son eliminados.	Fácil operación, es eficiente para el tratamiento primario de componentes solubles, oxida hierro, manganeso y sulfuros, facilidad de reacción con compuestos orgánicos e inorgánicos debido a su alta reactividad y potencial de reducción.	El ozono es altamente corrosivo y tóxico, El ozono debe ser generado in-situ por problemas de almacenamiento y transporte. Los generadores de ozono requieren mucha energía
Absorción	Un medio poroso absorbe contaminantes de la corriente del agua producida.	Módulos compactos, económicos y eficientes.	Alto tiempo de retención, pobre eficiencia en concentraciones altas.
Microfiltración	Membranas remueven micro-partículas (0.1-10 micrones) Bacterias y sólidos finos, aplicando presión.	Alta recuperación de agua limpia, equipo compacto,	Gran consumo de energía, baja eficiencia en sales.
Ultrafiltración	Membranas remueven ultrapartículas (0.005-0.05 micrones) coloides, virus, aceites del agua aplicando presión.	Es capaz de separar sólidos suspendidos, bacterias y algunas proteínas y algunos compuestos con un peso molecular mayor a 150, 00 Daltons.	Requiere mucha energía, las membranas se ensucian con facilidad.
Osmosis Inversa	Membranas semipermeables que remueven partículas muy pequeñas (0.0001 a 0.001 micrones) mediante fuerzas ejercidas sobre una membrana semipermeable.	Equipo compacto, remoción de sales y contaminantes disueltos.	Requiere de mucha energía sobre todo con sólidos disueltos, pequeñas cantidades de aceite pueden causar taponamiento de la membrana.
Lodos Activados	Uso de microorganismos que degradan el aceite y contaminantes presentes en el agua.	Económico, simple y tecnología limpia.	Requiere de oxígeno, grandes dimensiones del filtro.

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

En un panorama general, los métodos físicos, químicos y biológicos presentan desventajas considerables como son:

1. Desventajas asociadas al alto costo inicial de los tratamientos físicos.
2. Para el tratamiento químico, la generación de lodos peligrosos y el tratamiento posterior para eliminar los problemas, altos costos de inicio
3. Para el tratamiento biológico, presencia de productos químicos orgánicos, así como la concentración de sal en los residuos del efluente.

Estos factores limitan las sugerencias para una recomendación general para el tratamiento de agua producida.

La estrategia adecuada depende de los siguientes criterios principales:

### *Fuente del agua producida y concentración de contaminantes*

En las instalaciones mar adentro, la falta de espacio sugiere utilizar los métodos físicos y químicos compactos. Cuando las concentraciones de los componentes orgánicos-inorgánicos disueltos y peligrosos son altos, es esencial usar métodos combinados físico-químicos (en alta mar) y/o métodos biológicos (en tierra), antes de la descarga.

### *Requerimientos finales para la descarga, reutilización o reciclaje*

Año con año, el impacto de la descarga del agua producida al ambiente, a forzado a las autoridades a implementar estándares más estrictos para la descarga y tratamiento del agua residual. Incluso la combinación de tratamientos físico-químicos y biológicos no garantiza que los contaminantes peligrosos se puedan eliminar.

## MÉTODOS DE TRATAMIENTO

Tecnologías de reciente desarrollo como las membranas puede ayudar a refinar el efluente para satisfacer todos los requerimientos (S. Renou, *et al.*, 2008).

En instalaciones costa fuera, métodos rentables y de alta eficiencia como los demulsificantes, separadores físicos de aceite/agua y absorbedores (como el carbón activado) de alta eficiencia con proceso de regeneración, son las técnicas preferidas.

Asimismo, una tecnología prometedora son las membranas con características de bajo ensuciamiento especialmente para unidades mar adentro.

En las instalaciones en tierra, donde hay suficiente espacio disponible, el tratamiento biológico es un método, económico, eficaz y amigable con el medio ambiente.

La combinación de procesos físico-biológicos-ultrafiltración-osmosis inversa, son métodos efectivos para instalaciones en tierra (Fakhru'l *et al.*, 2009).

## CAPÍTULO 5

### MÉTODOS DE DISPOSICIÓN DEL AGUA PRODUCIDA

Antes de que se legislara acerca de la descarga del agua producida, ésta se desechaba indiscriminadamente. Con el paso del tiempo se observó que esas descargas producían un daño irreversible al ambiente en el que se vertían, pese a que ello se hacía en zonas remotas y casi despobladas. En la actualidad, se ha generado una legislación cada vez más estricta para controlar el manejo de agua producida.

Como es sabido, al agua producida no se le realizaba análisis alguno por lo que se desconocía su contenido de petróleo, el cual, después se sabría, era muy alto, y, por tanto, los efectos en el medio fueron devastadores. Por ejemplo; se contaminaron las capas freáticas superficiales y las del agua potable; además, se ocasionó la acumulación de grandes cantidades de sal en el suelo, cuando el agua producida era vertida en la superficie del terreno; cuando el agua era descargada en arroyos, ríos y lagos, provocaba la destrucción de estos cuerpos de agua, así como su ambiente biótico; en cuanto al ambiente marino provocó la concentración de aceites y metales pesados, así como la contaminación costera.

En la actualidad, las descargas de agua producida son controladas en los ambientes marino, costero, de suelo y agua dulce. Este control comprende, principalmente, los concentrados de petróleo, sólidos disueltos totales, metales pesados y sólidos en suspensión, además del punto de descarga del agua producida. Los objetivos

fundamentales de la legislación son evitar las descargas de agua producida en las aguas muertas o estancadas y en las zonas pesqueras.

### **5.1. Métodos de disposición recomendados y aceptables para el agua producida**

Los métodos de disposición han sido clasificados en tres categorías:

1. Recomendados
2. Aceptables pero no recomendados.
3. No aceptables.

#### **5.1. Recomendados**

##### **5.1.1. Inyección de agua**

Los yacimientos de gas y condensado son generalmente explotados por agotamiento natural. Esta operación es normalmente un medio eficiente para producir los componentes hidrocarburos líquidos más valiosos, los cuales son dejados en el yacimiento en una fase líquida condensada. La eficiencia de la recuperación bajo este esquema disminuye a medida que el fluido gas-condensado es más rico.

Una opción para incrementar la recuperación de los componentes líquidos en este tipo de yacimientos la constituye la inyección de agua, manteniendo la presión arriba del punto de rocío para evitar la condensación en todo el yacimiento.

La inyección de agua a los yacimientos de gas y condensado no ha sido aceptada totalmente como un método apropiado para este tipo de yacimientos, debido a que

## MÉTODOS DE DISPOSICIÓN DEL AGUA RODUCIDA

se esperan bajas recuperaciones de hidrocarburos, al quedar atrapada una cantidad significativa de gas a altas presiones, a medida que el agua de inyección avanza.

Por mucho tiempo no se consideró atractivo este proceso en los yacimientos de gas y condensado, debido a que se observó que algunos yacimientos que se explotaron con acuífero activo, recuperaron menores volúmenes de hidrocarburos que los esperados por agotamiento natural; sin embargo, los resultados de algunos autores, han sugerido este, como un método de mantenimiento de presión para estos yacimientos (*Recuperación mejorada en yacimientos de gas y condensados*, 1999).

Es conveniente enfatizar que para un yacimiento de este tipo, la inyección de agua se sugiere como un proceso de mantenimiento de presión, y no como un proceso de recuperación secundaria.

La recuperación de hidrocarburos de cualquier yacimiento dado, en la mayoría de los casos, puede ser mejorada al inyectar agua al yacimiento, ya sea en el acuífero (mantenimiento de presión) o en toda la zona para barrer al petróleo hacia los pozos productores (inundación de agua). En estos casos, especialmente en las zonas donde no es fácil conseguir agua dulce o ésta es costosa, el agua producida tiene un valor comercial apreciable. La reinyección también tiene menor impacto ambiental (SPE, 1991).

Antes de comenzar a inyectar, el yacimiento debe ser estudiado detalladamente para asegurar que es apto para el plan y el método específico de recuperación asistida que se propone. No todos los yacimientos pueden recibir inyección de agua y este

## MÉTODOS DE DISPOSICIÓN DEL AGUA RODUCIDA

factor debe reconocerse de inmediato: si se inyecta a yacimientos no aptos o incompatibles puede causar el abandono prematuro del pozo y una pérdida económica importante.

Los datos para el estudio completo de yacimiento deberán obtenerse a partir de los pozos productores existentes y deberán incluir:

### *Propiedades de las rocas*

- Porosidad
- Permeabilidad
- Capilaridad
- Humectabilidad
- Heterogeneidad del yacimiento.
- Saturaciones iniciales.
- Efectos de permeabilidad direccional.

### *Propiedades del fluido*

- Viscosidad
- Miscibilidad
- Movilidad
- Compatibilidad
- Saturaciones irreducibles.
- Mecanismos de desplazamiento.
- Movimiento frontal.
- Movimiento del contacto petróleo-agua.

## MÉTODOS DE DISPOSICIÓN DEL AGUA RODUCIDA

- Efectos de la gravedad.
- Potencial para la canalización del agua a través del petróleo.
- Saturaciones detrás del frente de agua.
- Rendimiento de barrido.
- Efectos sobre las capas gasíferas, si las hubiera.

### *El estudio deberá considerar*

- El mantenimiento de la presión *versus* la inyección de agua.
- Diferentes esquemas de inyección.
- Efectos de distintas velocidades de inyección.
- Variaciones de inyección y de conductividad.

Finalmente, el estudio deberá producir una serie de pronósticos de producción de petróleo, gas y agua para diferentes situaciones de inyección. Se deberá incluir en estos pronósticos una medida de la recuperación total del yacimiento. Existen varios procedimientos para realizar estos cálculos, los cuales varían en cuanto a disponibilidad, complejidad y costo.

La decisión de inyectar se basará en lo económico y deberá considerar la operación de producción que se obtendría sin la inyección, e incluyendo el costo de un plan alternativo para la eliminación del agua producida, las diferentes opciones posibles propuestas por los estudios del yacimiento, y todos los costos de capital y de operación.

Una vez realizados los estudios del yacimiento y que las evaluaciones económicas haya determinado el esquema a seguir, se deberá obtener la aprobación



reglamentaría y el permiso para el plan, posiblemente para cada uno de los pozos individuales de inyección.

### **5.1.2. Disposición de agua en pozo profundo**

La disposición en pozo profundo consiste en la inyección, a través de un pozo de inyección, a una profundidad mayor de 600 m, que no sea la zona productora. Es un método de disposición muy popular en Estados Unidos y Canadá, y muchos de estos pozos son propiedad privada y operados comercialmente.

Cada pozo profundo de disposición deberá contar con un permiso. La solicitud describirá la zona en la cual se bombeará el agua, y deberá asegurar a la autoridad otorgante que esta zona no contiene hidrocarburos económicamente recuperables dentro de una distancia razonable, por ejemplo, 5 km. La solicitud también considerará la posibilidad de movimiento del agua salada producida hacia cualquier capa acuífera local de agua dulce que pueda estar conectada a la zona en la que tendrá lugar la inyección.

Este movimiento ocurriría más probablemente a través de la formación misma, los problemas mecánicos serán resueltos mediante las condiciones de terminación de pozo.

En la disposición en pozo profundo no se tendrán muy en cuenta las zonas de agua dulce por encima del sitio de inyección. Para la inyección a una profundidad menor que 600 m deberá asegurarse que no haya comunicación entre la zona de inyección y las zonas de agua dulce cercanas a la superficie. Los requisitos mecánicos para un pozo de disposición profundo deberán ser los mismos que para un pozo de inyección

dentro de un plan de recuperación asistida, por ejemplo, el aislamiento hidráulico, un obturador, un fluido de obturador y monitoreo anular.

### **5.2. Aceptables**

Estos métodos son empleados mundialmente y lamentablemente no son aceptables en lo que se refiere al medio ambiente. Se recomienda ampliamente que no se recurra a estos métodos a pesar de que son económicamente atractivos a corto plazo.

#### **5.2.1. Descarga costa afuera**

Este tipo de descarga esta siendo permitida por la mayoría de las autoridades reguladoras incluyendo México y se puede decir que está sujeta a controles de nivel de aceites y grasa contenidos en agua.

Estos niveles varían desde los 15 mg/l hasta 25 mg/l.

La descarga utiliza un pilote desnatador para descargar el agua en el océano. Este equipo es sencillamente un pilote que está abierto al mar en el fondo. Se vierte el agua cerca de la superficie por debajo del nivel del agua.

El pilote proporciona algún tiempo de separación adicional para el aceite todavía atrapado en el agua. El hidrocarburo que se separa se desnata y se recicla al sistema de tratamiento de agua para su recuperación (SPE, 1991).

El reciclado elimina la mayor parte, si no es que todas las descargas y eventualmente será exigido por la mayoría de las autoridades reguladoras.

### 5.2.2. Evaporación

Es común que se permita colocar hasta 100 barriles /mes por instalación en una pileta, siempre que ésta sea impermeable y suficientemente grande como para almacenar la posible lluvia, y permitir su evaporación. Evidentemente, las restricciones de volumen hacen que este método de eliminación sea poco práctico, excepto para situaciones a corto plazo, o para casos en que los volúmenes de producción y los volúmenes de agua sean extremadamente bajos y las consideraciones económicas indiquen la bondad de la evaporización o el abandono del pozo.

La evaporación se emplea en otros casos, por ejemplo en áreas en que la evapotranspiración anual excede a la precipitación por una cantidad considerable y cuando los vientos predominantes contribuyen al efecto de secado.

Se deben considerar varios problemas posibles cuando se propone la evaporación.

Estos incluyen:

**La contaminación de aguas subterráneas.** Constituye probablemente la preocupación más importante. Esta puede aliviarse asegurando que las instalaciones de evaporación y retención son impermeables (se deberá considerar el uso de piletas con doble revestimiento y control de la zona entre los revestimientos) estableciendo las instalaciones de evaporación en zonas de descarga de aguas subterráneas, si éstas están ubicadas en las cercanías.

**La mala utilización del terreno.** No es recomendable cuando se requieren grandes extensiones para evaporar volúmenes considerables del agua producida. En la

## MÉTODOS DE DISPOSICIÓN DEL AGUA RODUCIDA

mayoría de los casos la tierra que se utiliza es tan pobre que generalmente no tiene otro uso.

***Intervención humana.*** Los problemas relacionados con la población que habita en la zona deben ser considerados. Generalmente son de poca trascendencia pues las zonas que cumplen con las condiciones de evapotranspiración mencionadas arriba son casi siempre desérticas y poco pobladas.

***Mortandad de la fauna nativa.*** Es un problema obvio, en zonas donde cae poca lluvia, y donde aquella que cae se evapora rápidamente, los animales salvajes se encontrarán atraídos por las zonas de evaporación. Todas las instalaciones de evaporación deberán ser protegidas por alambrados. Se recomienda una altura mínima de 10 pies o 3 m y el alambrado deberá ser inspeccionado por lo menos semanalmente.

***Contaminación de la superficie.*** Muchas de las zonas apropiadas tienen un promedio bajo de precipitación pero presentan lluvias muy intensas de corta duración. Se deben construir piletas de evaporación para contener el agua producida y la precipitación más alta previsible. Los datos meteorológicos sugieren que se utilicen los datos de la tormenta máxima de los últimos 100 años como base para el diseño de dichas instalaciones.

### **5.2.3. Disposición en pozos de poca profundidad**

La disposición en pozos someros o de poca profundidad todavía se practica en varias zonas y consiste en inyectar a pozos por debajo de los 600 m.

## MÉTODOS DE DISPOSICIÓN DEL AGUA RODUCIDA

Algunos pozos están bien terminados con tubería superficial de revestimiento, tubería de revestimiento para producción, tubería de producción y un espacio anular aislado. Siempre que se haya realizado un estudio completo de cualquier arena de agua dulce dentro de la zona inmediata, por ejemplo en un radio de 10 km, y siempre que la zona en donde se realiza la inyección no se encuentre en comunicación con cualquier arena de agua dulce en la dirección de flujo de la capa acuífera, este método de eliminación se considera aceptable (SPE, 1991).

El problema principal es el potencial de comunicación con arena de agua dulce y la contaminación de las fuentes de agua potable. Muchos de los pozos de poca profundidad en uso, nunca fueron destinados a ser pozos de inyección, y algunos resultaron ser pozos secos o de exploración abandonados que cuentan con una sarta de tubería de poca longitud. El uso de cualquier pozo sin una separación mecánica entre la zona de inyección y cualquier arena con potencial de contener agua no puede considerarse como una buena práctica, particularmente donde se inyectan grandes volúmenes de fluidos. En algunos de estos pozos no está claro a dónde va el agua eliminada, lo cual, por supuesto, es inaceptable.

Jakson y Myers proporcionan costos para los métodos de eliminación del agua producida más comunes. Los costos de los métodos de disposición son dependientes del volumen y la química del agua, como también del tamaño y localización de la instalación. La tabla 5.1 muestra los costos de los métodos de disposición del agua producida.

## MÉTODOS DE DISPOSICIÓN DEL AGUA RODUCIDA

TABLA 5.1 COSTOS DE LOS MÉTODOS DE DISPOSICIÓN DEL AGUA PRODUCIDA.

MÉTODO	COSTO ESTIMADO \$/BARRIL	LIMITACIÓN	BENEFICIOS
Descarga en superficie	0.01-0.08	Costos de energía	Ganado y riego
Recuperación secundaria	0.05-1.25	Infraestructura	Incrementar la producción
Inyección poco profunda	0.10-1.33	Energía y mantenimiento	Recargar el acuífero
Fosas de evaporación	0.01-0.80	Uso de suelo de vida silvestre y contaminación de suelo	-

\$=dólar

2002

Cerca del 95% del agua producida puede ser reinyectada después de un pre tratamiento para la recuperación mejorada. Por otro lado en los campos de gas esto no es aplicado. Por consecuencia un método rentable y eficiente para el tratamiento del agua producida para reducir los contaminantes, es un reto para las compañías petroleras. Debido a que las características del agua producida varia de acuerdo al tipo de yacimiento, de pozo y la edad de este, es por eso que no existe una sola técnica para alcanzar todos los estándares ambientales, de reciclaje y requisitos de reutilización.

Existen métodos de disposición inaceptables, estos incluyen descargas sin control y descargas controladas en zonas ambientalmente sensibles. Algunas de las prácticas más comunes son; las *descargas controladas en zonas costeras*. Esta práctica se ha realizado en los estados de Texas y Luisiana. Cada estado descarga casi 2 millones de barriles de agua en las regiones pantanosas costeras y en los estuarios salinos, provocando daños irreversibles. Otra práctica que se considera inaceptable es la *disposición por espacio anular*, en muchos casos se excede la presión de fractura de

## MÉTODOS DE DISPOSICIÓN DEL AGUA RODUCIDA

la formación. La mayoría de estos fluidos probablemente migraran hacia arriba a través de las fracturas creadas y terminarían probablemente en agua para consumo humano. Cualquier descarga no controlada perjudica al medio ambiente y se considera inaceptable.

De acuerdo a lo expuesto, resulta obvio que la vía más benéfica para el medio ambiente son los métodos *recomendados* y son, precisamente, en los que se basan los legisladores para generar leyes, reglamentos y normas que tienen por objetivo explotar los recursos naturales de manera segura, tanto para el ambiente natural como para los seres vivos en todas sus formas.

## CONCLUSIONES

Como la producción de agua en un pozo petrolero es inevitable, es importante conocer los distintos métodos de tratamiento y las cualidades que nos ofrecen, además de conocer los métodos de disposición recomendados y así mismo cumplir con las normas establecidas que nos garanticen el menor daño posible al ambiente.

El tratamiento que hemos de aplicar al agua producida dependerá, en gran medida, de sus características físico-químicas, la legislación del lugar, del espacio disponible, rentabilidad de la tecnología, y de la disposición final elegida.

La disposición final va de la mano con los parámetros establecidos y normas gubernamentales de cada lugar donde se lleve a cabo. No solo es importante la eliminación del aceite en el agua, sino que también es de suma importancia eliminar cualquier sustancia contaminante que contenga el agua producida, para garantizar la estabilidad del medio en el que ha de ser desechada o almacenada.

El hecho de cumplir con las normas establecidas para el tratamiento y el manejo del agua producida, no es suficiente para terminar con el problema. Es importante abarcar más allá de la producción en superficie y abordar el problema desde su origen; así, no cabe duda, se obtendrán resultados satisfactorios y contundentes.

Una de las mejores soluciones se ha obtenido al reducir la cantidad del agua producida, aunque disminuirla resulte complicado, no es imposible, porque el desarrollo tecnológico, hoy, ya ha generado opciones para hacerlo posible. Otra solución es la reinyección aunque esto signifique mayor inversión de capital. Y una de las prácticas que ha venido en aumento es el uso del agua producida para



## CONCLUSIONES

beneficio humano como agua para riego, aunque los estándares para estas opciones son altos y es importante empezar a desarrollar tecnologías para que el uso del agua producida sea más común.

La producción de agua en los yacimientos petroleros irá en aumento y los tratamientos no son suficientes para eliminar por completo el problema, ninguna tecnología por si sola puede satisfacer todas las exigencias del agua producida, cada tecnología para el tratamiento del agua producida ofrece beneficios y desventajas con respecto a otros y es por eso que para obtener los mejores resultados es necesaria y común la combinación de una o varias tecnologías para satisfacer adecuadamente la normatividad. Los diferentes métodos de disposición y de tratamiento del agua en la actualidad nos ofrecen distintas opciones para causar el menor daño posible al medio en donde serán desechados o almacenados.

Es importante señalar que el hecho de que los métodos de disposición que son aceptados por normas gubernamentales, no quiere decir que sean adecuados o sean los mejores, así que es importante crear conciencia sobre el daño que puede ocasionar este desperdicio en el medio donde será dispuesto y tratar esta agua de la mejor manera posible para así garantizar la menor contaminación del ambiente.

## BIBLIOGRAFÍA

- 1) **ACQUAMATTER** [http://www.acquamatter.com/desalacion\\_del\\_agua.htm](http://www.acquamatter.com/desalacion_del_agua.htm)
- 2) **ARPEL** (s/f). *Guía para el tratamiento y disposición del agua producida.*
- 3) **BILSTAD, T., ESPEDAL,** (1996). *Membrane Separation of Produced Water.*
- 4) **CYCLOTECH,** *Produced Water treatment. PECT-F Pre-Coalescer for a Deoiling Hydrocyclone.* <http://www.docstoc.com/docs/55455592/PECT-F%C2%AE-Pre-coalescer-for-a-Deoiling-Hydrocyclone>
- 5) **DAL FERRO, B., AND SMITH, M.,** (2007). *Global onshore and offshore water production. Oil and Gas Review OTC Edition.*
- 6) **ENVIRO-TECH SISTEM** <http://www.envirotechsystems.com/>
- 7) **FAKHRU'L-RAZI AHMADUN,** Alireza Pendashteh, Luqman Chuah Abdullah, Dayang Radiah Awang Biak, Sayed Siavash Madaeni, Zurina Zainal Abidin. (2009). *Review of technologies for oil and gas produced water treatment.*
- 8) **L.M. JACKSON,** J.E. Myers, (2003). *Desing and construction of pilot wetlands for produced water treatment.*
- 9) **JOGMEG.** *Folleto FMS JOGMEG, HITACHY*
- 10) **KHARAKA,** Y.K., and Hanor, J. S., (1994). *Deep Fluids in the Continents.*
- 11) **NATURE,** (2007). *Introduction to Produced Water Treatment.*
- 12) NMX-003
- 13) NMX-AA-004-SCFI
- 14) NMX-AA-005-SCFI

- 15) NMX-AA-006
- 16) NMX-AA-007-SCFI
- 17) NMX-AA-008-SCFI
- 18) NMX-AA-034-SCFI
- 19) NMX-AA-117-SCFI
- 20) NOM-001-SEMARNAT-1996
- 21) NOM-143-SEMARNAT-2003
- 22) **OILFIELD REVIEW**, (2000). *Control del Agua*.
- 23) **OPUS MAXIM LIMITED** [www.opus-results.com](http://www.opus-results.com)
- 24) **PROSEP** <http://www.prosep.com/products-and-services/produced-water-treatment.php>
- 25) **REZA MASTOURI**, Islamic Azad University, (2010). *A time to Review the Produced Water Treatment Technologie, a Time to Look Forward for New Management Policies*.
- 26) **S. RENOU**, J.G. Givaudan, S. Poulain, F. Dirassouyan, P. Moulin, (2008) *Landfill leachate treatment: review and opportunity*,
- 27) **SCHLUMBERGER OILFIELD SERVICES**, (2004). *100 Años de la Industria Petrolera en México*.
- 28) **SPE**, (1991). *The Dispersion of Produced Water*, VT Nguyen, Shell Research Ltd and D. Prandle, Proudman Oceanographic Laboratory.
- 29) **SPE**, (2010). *Challenges in Reusing Produced Water*.
- 30) **TANINOS** <http://taninos.tripod.com/hidrociclon.htm>
- 31) **UNAM**, (2006). *Conceptos Básicos de Comportamiento de Yacimientos*.
- 32) **UNAM**, (2007). *Geoquímica e Isotopía de Aguas de Formación (salmueras petroleras) de Campos Mesozoicos de la Cuenca del*

*Sureste de México: Implicación en su Origen, Evolución e Intereacción agua-roca en Yacimientos Petroleros. Tesis para obtener el título de Doctor en Ciencias (Hidrogeoquímica).*