

**METODOLOGÍA PARA EL MANEJO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN UN
CAMPO PETROLERO**

**ROBINSON ANDRES MANCILLA ESTUPIÑAN
HENRY OSWALDO MESA NAUSA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

**METODOLOGÍA PARA EL MANEJO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN UN
CAMPO PETROLERO**

**ROBINSON ANDRES MANCILLA ESTUPIÑAN
HENRY OSWALDO MESA NAUSA**

**Trabajo de grado presentado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director

ING. CESAR AUGUSTO PINEDA GOMEZ

CO-DIRECTOR

ING. OLGA PATRICIA ORTIZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

DEDICATORIA

A DIOS, por darme vida y salud para poder culminar con éxito esta etapa de mi vida.

A mis padres y hermanos quienes han sido siempre mi más grande apoyo.

A todos mis amigos quienes nos ayudaron en nuestro recorrido.

Henry

*A Dios, por permitirme culminar con éxito esta etapa de mi vida,
Porque me ha enseñado a conocer que la verdadera felicidad no se debe
Buscar en las cosas materiales, sino en la capacidad de conocerse
interiormente;
Por ser la fuente que me llena de Fé, Amor, Paz y Felicidad en cada momento
de mi vida*

*a mis padres Graciela Estupiñan y Pedro mancilla, quienes a pesar de todas las
dificultades que se presentaron en el transcurso de mi vida, siempre fueron mi
fuente de apoyo , mi ejemplo a seguir, quienes con su sabiduría y valores
humanos, forjaron la persona que soy.*

*A mis hermanos Yorquin Mancilla y Jhon Mancilla, los cuales han sido mi
experiencia, mis compañeros de aventuras, los cuales me recordaron que los
sueños con mucha dedicación y amor se pueden cumplir.*

*A William forero quien siempre estuvo apoyándome, gracias a el aprendí a
sonreír en los momentos más difíciles.*

*A mis amigos, Wilson León, Johana Jaramillo, Henry mesa, Andrés Anaya,
Carlos mantilla, Leonardo Beltrán y otros amigos más que recordaré con mucho
amor, de quienes tuve la oportunidad de aprender algo nuevo en cada etapa de
nuestras vidas, con quiénes pasé momentos inolvidables, con los que reí y llore,
Me llevo los mejores recuerdos.*

Con cariño,

Robinson Mancilla

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A nuestro director, el ingeniero **César Augusto Pineda Gómez**, por ser nuestro amigo incondicional, por su constante apoyo, motivación y por la orientación que nos brindó en cada aspecto de este trabajo.

A la ingeniera **Olga Patricia Ortiz**, codirector de nuestro proyecto, por brindarnos siempre una mano amiga, un consejo oportuno y su respaldo permanente.

Al ingeniero **Raúl Leonardo Triana** por su colaboración en el desarrollo y cumplimiento de este proyecto.

A nuestros amigos y a todas las demás persona que de alguna forma ayudaron a la culminación EXITOSA de este proyecto.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	22
1. GENERALIDADES DEL AGUA	25
1.1 PROPIEDADES BÁSICAS	25
1.1.1 Distribución Actual del Agua en la Tierra	27
1.1.2 El Ciclo del Agua	30
1.2 AGUA DE PRODUCCIÓN	33
1.2.1 Manejo del Agua de Producción de un Campo Petrolero	33
1.2.2 Características Fisicoquímicas del Agua Asociada a la Producción de Hidrocarburos	38
1.2.2.1 Contenido de Sólidos Disueltos, Suspendidos y Sedimentables	38
1.2.2.2 Temperatura	39
1.2.2.3 Material Flotante	40
1.2.2.4 Grasas y Aceite Libre, Emulsionado y Disuelto	41
1.2.2.5 Problemas Ocasionados por los Sólidos Suspendidos y el Aceite en Agua	42
1.2.2.6 Metales (Ba, Cd, Cr, Pb, Hg)	44
1.2.2.6.1 Bario	44
1.2.2.6.2 Cadmio	45
1.2.2.6.3 Cromo	45
1.2.2.6.4 Plomo	46
1.2.2.6.5 Mercurio	47
1.3 CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS	47
1.3.1 pH	47
1.3.2 Aniones	48
1.3.2.1 Cloro	48
1.3.2.2 Carbonatos y Bicarbonatos	49
1.3.2.3 Sulfatos	50

1.3.3 Cationes	51
1.3.3.1 Calcio	51
1.3.3.2 Magnesio	51
1.3.3.3 Sodio	52
1.3.3.4 Hierro	52
1.3.3.5 Estroncio	53
1.3.4 Fenoles	53
1.3.5 Oxígeno Disuelto	54
1.4 OTRAS PROPIEDADES DE CONTROL	54
1.4.1 Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO)	54
1.4.2 Demanda Química de Oxígeno (DQO)	55
1.4.3 Conductividad	55
2. SISTEMAS Y EQUIPOS PARA SEPARACIÓN, TRATAMIENTO Y ACONDICIONAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	56
2.1 PROCESOS FÍSICOS	56
2.1.1 Separación Gravitacional	56
2.1.2 Dispersión	57
2.1.3 Coalescencia	59
2.1.4 Coagulación-Floculación-Sedimentación Convencional	59
2.1.4.1 Coagulación	60
2.1.4.2 Floculación	60
2.1.4.3 Flotación	61
2.2 EQUIPOS PARA EL TRATAMIENTO DE AGUA	61
2.2.1 Tanque Desnatador o Skim Tank	61
2.2.2 Caja API o Separador API	65
2.2.3 Platinas Coalescedoras	66
2.2.4 Interceptor de Platinas Paralelas	68
2.2.5 Interceptor de Placas Corrugadas	70
2.2.6 Separadores de Flujo Transversal	71
2.2.7 Paquetes de Tubería en Serpentín (S.P. PACKS)	73

2.2.8 Unidades de Flotación	74
2.2.8.1 Unidades de Flotación por Gas Disuelto	75
2.2.8.2 Unidades de Flotación por Gas Disperso	76
2.2.8.3 Unidades de Flotación por Gas Disperso con Eductor Hidráulico	77
2.2.8.4 Unidades de Flotación por Gas Disperso con Rotor Mecánico	78
2.2.9 Hidrociclones	79
2.2.10 Piscinas para el Tratamiento de Aguas	82
2.2.10.1 Piscinas Aeróbicas	82
2.2.10.2 Piscinas Anaeróbicas	82
2.2.10.3 Piscinas Facultativas	82
2.2.11 Piscinas de Sedimentación	83
2.2.12 Piscinas de Oxidación	84
3. DESCRIPCIÓN DE ESTRATEGIAS PARA MANEJO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	94
3.1 ESTRATEGIAS PARA EVITAR O REDUCIR LA PRODUCCIÓN DE AGUA	96
3.1.1 Cierre de Pozos Productores de Agua	97
3.1.2 Cementación	97
3.1.2.1 Cementación Forzada, Secundaria o Remedial “Squeeze”	99
3.1.3 Dispositivos mecánicos de bloqueo	100
3.1.3.1 Tapones de Estrangulamiento (Straddle Packer).	100
3.1.3.2 Elastómeros Hinchables	102
3.1.3.3 Estrangulador	104
3.1.4 Barrera Química para el Control de Producción de Agua en el Pozo (Geles)	105
3.1.5 Separadores de Fondo del Pozo	110
3.2 VERTIMIENTO EN AFLUENTES DE AGUA NATURAL	113
3.2.1 Control de Vertimiento	114
3.2.2 Permisos de Vertimiento	115
3.2.3 Información de la Fuente Receptora	116
3.2.4 Marco Legal	117

3.2.4.1 Leyes	117
3.2.4.2 Decretos	118
3.3 INYECCIÓN DE AGUA COMO MÉTODO DE RECOBRO	121
3.3.1 Principios Básicos	122
3.3.2 Propiedades que Afectan la Inyección de Agua	122
3.3.2.1 Mojabilidad	123
3.3.2.2 Presión Capilar	123
3.3.2.3 Permeabilidades Relativas	123
3.3.2.4 Movilidad	123
3.3.2.5 Geometría del Yacimiento	124
3.3.2.6 Litología	124
3.3.2.7 Área y Profundidad del Yacimiento	124
3.3.2.8 Porosidad	124
3.3.2.9 Permeabilidad	125
3.3.3 Calidad del Agua de Inyección	126
3.3.4 Campos Sometidos a Inyección de Agua	127
3.3.5 Inyección Subterránea para el Uso de Agua en el Futuro	127
3.4 EVAPORACIÓN.	129
3.4.1 Parámetros para Disposición del Agua de Producción por Medio de Evaporación	131
3.4.1.1 La Contaminación de Aguas Subterráneas	131
3.4.1.2 Temperatura	131
3.4.1.3 La Mala Utilización del Terreno	131
3.4.1.4 Aire	131
3.4.1.5 Presión Atmosférica	132
3.4.1.6 La Mortandad de la Fauna Salvaje	132
3.4.1.7 La Contaminación de la Superficie	132
3.4.1.8 Sólidos Disueltos	132
3.4.2 Ejemplos de Aplicaciones de la Evaporación del Agua	132
3.5 USO INDUSTRIAL	133

3.5.1	Uso en Campo	134
3.5.2	Refrigeración y Electricidad	134
3.5.3	Control de Polvo	136
3.5.4	Control de Incendios	138
3.5.5	Otros	138
3.6	USO AGROPECUARIO.	138
3.6.1	Uso Agrícola	138
3.6.1.1	Parámetros para el Empleo de Agua de Producción en Uso Agrícola	140
3.6.2	Utilización del Agua Producida para Riego Subterráneo	149
3.6.3	Utilización del Agua de Producción como Suministro para el Ganado	150
3.6.3.1	Parámetros para el Empleo del Agua de Producción en Uso Pecuario	151
3.6.3.2	Normatividad Vigente del Agua para Uso Pecuario	152
3.6.3.3	Ejemplos de Aplicaciones de Agua para Uso Pecuario a Nivel Mundial	154
3.6.4	Uso de Agua de Producción para Riego de Vida Silvestre y Hábitat	155
3.6.4.1	Parámetros para el Uso del Agua de Producción en el Riego de la Vida Silvestre y Hábitat	156
3.6.4.2	Ejemplos de las Aplicaciones de Embalses Empleados para Riego en la Vida Silvestre	156
3.6.5	Construcción de Humedales	157
3.6.5.1	Funciones del Humedal	157
3.6.5.2	Parámetros para el Empleo de Agua de Producción en Construcciones de Humedales	158
3.6.5.3	Ejemplos de Aplicaciones de Agua para Irrigación de Humedales a Nivel Mundial	161
3.6.6	La Acuicultura y Cultivos Hidropónicos	161
3.6.6.1	Ejemplos de Embalses Empleados para la Acuicultura y Cultivos Hidropónicos	162
4.	METODOLOGIA PARA EL MANEJO DE AGUAS DE PRODUCCION EN UN CAMPO PETROLERO	164
4.1	MINIMIZACIÓN DE LOS CAUDALES DEL AGUA PRODUCIDA	164

4.1.1 Reducción de la Cantidad de Agua Producida	164
4.2 INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS MULTICRITERIO	165
4.2.1 Revisión de Criterios	166
4.2.2 Definir el Problema	168
4.2.3 Determinar los Requisitos	168
4.2.4 Establecer Metas	168
4.2.5 Identificar las Alternativas	169
4.2.6 Definir los Criterios	169
4.2.7 Evaluar las Alternativas Frente a los Criterios	173
4.1.8 Validar las Soluciones Basadas en el Planteamiento del Problema	173
4.1.8.1 Estructura del Problema MCDM	173
4.1.9 Decisión con Criterios Múltiples Difusos o Fuzzy	174
4.3 HERRAMIENTA VIRTUAL PARA EL MANEJO DE AGUAS DE PRODUCCION EN UN CAMPO PETROLERO	175
5. GLOSARIO	180
6. CONCLUSIONES	185
BIBLIOGRAFIA	187
ANEXOS	193

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Molécula del Agua	26
Figura 2. Representación Gráfica de la Distribución de Agua Terrestre	28
Figura 3. Ciclo del Agua	31
Figura 4. Relación Petróleo/Agua	33
Figura 5. Relación Agua-Petróleo por Región	34
Figura 6. Ciclo del Agua de Producción “Agua Buena”	35
Figura 7. Complejidad del Sistema de Agua en un Campo Petrolero	37
Figura 8. Vista Interior del Tanque Desnatador o Skim Tank	62
Figura 9. Esquema de Tanque Desnatador Vertical	63
Figura 10. Esquema de Tanque Desnatador Horizontal	64
Figura 11. Secciones del Separador API	66
Figura 12. Paquete de Platos Corrugados	67
Figura 13. Plato Coalescedor	68
Figura 14. Corte Transversal de un Desnatador	69
Figura 15. Vista Longitudinal del Paquete PPI en un Separador API	70
Figura 16. Paquete de Placas Corrugadas Instalado en una Caja API	71
Figura 17. Esquema de un Separador de Flujo Transversal.	72
Figura 18. Separador de Flujo Transversal	73
Figura 19. Unidad de Flotación Tipo Gas Disuelto	74
Figura 20. Esquema de Unidad de Flotación Tipo Gas Disuelto	76
Figura 21. Unidad de Flotación Tipo Gas Disperso con Eductor Hidráulico	77
Figura 22. Celda de una Unidad de Flotación tipo Gas Disperso con Eductor Hidráulico	78
Figura 23. Sección Transversal de una Celda de una Unidad de Flotación Tipo Gas Disperso con Rotor Mecánico	79
Figura 24. Hidrociclón	80
Figura 25. Cementación primaria	99

Figura 26. Straddle Packer	100
Figura 27. Bloqueo de Zona de Agua	102
Figura 28. Tiempo de Hinchado para Alcanzar el ID de Sello	103
Figura 29. Minimización del Estrés en la Interfaz del Elastómero/Cemento	104
Figura 30. Distintas Formulaciones de Geles	106
Figura 31. Empleo de Gel para Taponar una Canalización de Agua de un Pozo Productor/Inyector	107
Figura 32. Sistema de Separación por Gravedad Tipo DOWS	111
Figura 33. Configuración de Separador Tipo DOWS	112
Figura 34. Estanque de Evaporación	129
Figura 35. Estanque de Evaporación Cubierto con una Malla	130
Figura 36. Torres de Refrigeración	135
Figura 37. Central Eléctrica Alimentada con Carbón en Nuevo México, EUA	136
Figura 38. Camión Cisterna Utilizado para el Control de Polvo	137
Figura 39. Óptimo Crecimiento de Cultivos Empleando Agua de Producción	140
Figura 40. Aplicaciones de Uso Agrícola con Agua de Producción	147
Figura 41. Sistema de Riego Subterráneo con Agua de Producción en BeneTerra	149
Figura 42. Ganado Bebiendo en el Tanque	150
Figura 43. Humedal	157
Figura 44. Esquema del Proyecto de Raíz Flotante de Hidroponía	162
Figura 46. Proceso general de toma de decisiones	167
Figura 47. Sistema de jerarquía para FMADM	175
Figura 51. Metodología para el manejo de aguas de producción en un campo petrolero	177
Figura 52. Subrutinas de la Metodología para el manejo de aguas de producción en un campo petrolero	178

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Distribución del Agua en la Tierra	29
Tabla 2. Ventajas, Desventajas y Aplicaciones de los Métodos de Tratamiento	85
Tabla 3. Clasificación de los Usos del Agua	95
Tabla 4. Parámetros Mínimos de Vertimiento. Decreto 1594 de 1984. Art. 72 del Ministerio de Salud	119
Tabla 5. Criterios Químicos Permitidos de Calidad del Agua	119
Tabla 6. Rangos de Aplicabilidad de los Parámetros Involucrados en el Proceso de Inyección de Agua	125
Tabla 7. Rango Permisible de Algunos Parámetros del Agua de Inyección	126
Tabla 8. Criterios de Calidad Admisibles para Aguas de Uso Agrícola	143
Tabla 9. Criterios de Calidad para Agua de Uso Pecuario	152
Tabla 10. Guía de Calidad del Agua para el Ganado y Aves de Corral	153
Tabla 11. Comportamiento de la Salinidad en los Suelos para la Construcción de Humedales	160
Tabla 12. Disposición del Agua de Producción	165

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. DECRETO 3930 DE OCTUBRE DE 2010 ACERCA DE LOS VERTIMIENTOS	194

RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA PARA EL MANEJO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO PETROLERO.

AUTORES: ROBINSON ANDRES MANCILLA ESTUPIÑAN
HENRY OSWALDO MESA NAUSA.

PALABRAS CLAVES: Agua, tratamiento, disposición, metodología, contaminación.

Desde inicios de la explotación de hidrocarburos, la presencia de agua durante el proceso de producción ha sido percibida como un mal necesario. Aunque se empleen las mejores técnicas de manejo de campo, tarde o temprano la producción de agua aumenta hasta alcanzar límites que dificultan su disposición, representando incluso más del 80 o 90% del volumen de líquidos que se produce. Una vez se alcanzan estos niveles, los sistemas de superficie se sobrecargan afectando la productividad del proyecto. El costo adicional que se genera al tratar el agua producida reduce y hasta puede anular la rentabilidad del campo, en la medida en que sus excedentes no pueden ser vertidos en ningún afluyente superficial o estructura subterránea sin cumplir con toda una serie de especificaciones técnicas tanto físicas como químicas que puede ser sobrevaluada respecto a las características de carga del sistema o inferior a las necesidades del ambiente en el que será dispuesta, dependiendo del ecosistema circundante y de la normatividad vigente.

Durante la última década, el mejoramiento de las técnicas de manejo de la producción de agua permite desde minimizar el volumen llevado a la superficie, hasta transformar grandes volúmenes considerados como un residuo en un recurso que puede favorecer y soportar parte del proceso de explotación.

Este proyecto busca presentar las diversas alternativas que se han desarrollado en torno al manejo del agua de producción de un campo petrolero, describir la estrategia y las variables más influyentes a considerar, relacionar casos donde se han aplicado y finalmente, plantear una metodología básica que permita identificar qué estrategia (s) considerar como alternativa técnica para tratar este problema operacional.

* Trabajo de Grado

** Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director. Ing. César Augusto Pineda Gómez. Co-Director Ing. Olga Patricia Ortiz

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR THE PRODUCTION WATER MANAGEMENT IN AN OILFIELD.*

AUTHORS: ROBINSON ANDRES MANCILLA ESTUPIÑAN**
HENRY OSWALDO MESA NAUSA.

KEYWORDS: water, treatment, disposal, methodology, contamination.

From the beginning of hydrocarbon exploitation, water presence during the production process has been perceived as a necessary evil. Though in the field, the best techniques are being used towards water management, sooner or later the water production increases to the point where the disposal becomes an important item, sometimes 80 to 90% of the produced liquid volume. Once these levels are reached, the overcharging of the facilities ultimately affects the productivity of any given project. The additional cost generated by treating the produced water may eliminate the profitability of the field, in the sense that the water excess cannot be disposed in any superficial affluent or underground structure, without fulfilling technical, physical and chemical specifications. These may be overestimated compared to the charge characteristics of the system or underestimated compared to the environment requirements and the current legislation.

During the last decade, the improvement of the produced water managing techniques allows to: minimize the volume of water in the surface and transform big volumes of water, once considered a residue, to a resource that may favor and support the exploitation process.

This project presents several alternatives that have been developed regarding water management in an oilfield, describing the most important variables and strategies, relating case studies and finally, proposing a basic methodology that allows the identification of which strategy or strategies must be considered as the best technical choice to deal with this problem.

* Work Degree

** Industrial University of Santander. Physicochemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering, Director. Mr. Cesar Augusto Gomez Pineda. Co-Director Dr. Olga Patricia Ortiz

INTRODUCCIÓN

A nivel mundial la producción de agua asciende aproximadamente a 270 millones de barriles por día que son separados de los 83 millones de barriles por día de petróleo¹, de ahí se fundamenta la importancia de implementar un óptimo sistema de tratamiento para contrarrestar el aumento en los costos por barril de crudo, y una posible reducción en la producción de hidrocarburos. Debido a que los sistemas de manejo del agua resultan costosos (se estima un costo de entre 5 a más de 50 centavos de dólar por barril de agua)² en un pozo que produce petróleo con un 80% de corte de agua, el costo del manejo del agua puede ascender a 4 dólares por barril de petróleo producido. El agua afecta todas las etapas de la vida del campo petrolero, desde la exploración hasta el abandono del campo, pasando por el desarrollo y la producción del mismo. Cuando se extrae petróleo de un yacimiento, ya sea a inicio de la explotación o en la declinación de la producción del campo, se producirá agua junto con el petróleo.

Aunque se disponga de las mejores técnicas de manejo de campo, tarde o temprano la producción de agua puede aumentar al punto de representar más del 90% del volumen de líquidos que se lleva a la superficie. Esto hace que los sistemas de superficie se sobrecarguen, lo que afecta la eficacia y la productividad del proyecto. Finalmente, el costo que implica el tratamiento del agua producida puede restringir la rentabilidad de la operación del campo.

En este contexto se tiene que, el agua residual generada en la producción de un campo petrolero, con frecuencia, sólo es tratada mediante procesos físicos, aunque en algunas ocasiones se hace necesaria la implementación de métodos químicos y biológicos. El dispositivo más utilizado es el separador API, el cual es

¹ Richard, Arnold. Manejo de la Producción de Agua: De Residuo a Recuso. Oilfield Review Schlumberger, 2010.

² Landazábal Pinzón, Gustavo A., Infante Moreno, Marlon R. Definición de Estándares Operacionales para el Tratamiento de Aguas Residuales, 2007.

un tratamiento físico que involucra técnicas de separación gravitacional de aceite y sólidos principalmente. Implementar una metodología para reducir tiempo, costos y evitar el sobredimensionamiento de equipos ó el diseño de elementos innecesarios es indispensable, así como una adecuada operación y mantenimiento periódico para asegurar la eficiencia del sistema.

Para evitar el vertimiento en aguas superficiales es común el uso de la inyección del agua en formaciones receptoras, aunque también puede ser implementada como método de recobro secundario, lo cual implica una mayor remoción de carga contaminante en su tratamiento.

El aspecto económico de la producción de agua a lo largo del ciclo del agua (proceso que se lleva a cabo desde el flujo de agua en el yacimiento hasta la disposición final) depende de una variedad de factores, como la tasa de flujo total, las tasas de producción, las propiedades del fluido, la densidad del petróleo y la salinidad del agua y, por último el método final para la descarga del agua producida. Los costos operativos, que comprenden las tasas de levantamiento, separación, filtrado, bombeo y reinyección, se suman a los costos totales.

Si bien el ahorro potencial derivado del control del agua es importante en sí mismo, tiene más valor la reducción del impacto generado por la descarga de agua, viéndose desde una perspectiva ambiental. Por ello, la industria petrolera ha visto la necesidad de regular los procedimientos en las operaciones que involucran el tratamiento de aguas de producción y refinación, por la creciente presión que ha generado a nivel mundial el impacto ambiental que éstas producen, reflejándose en la adopción progresiva de métodos estándar para el examen de aguas residuales.

A través de este trabajo se busca fundamentalmente describir las diferentes alternativas y estrategias disponibles en la actualidad para el manejo y disposición

del agua de producción de los campos petroleros. En total se ha organizado la información en cinco capítulos para favorecer su acceso y comprensión.

En el capítulo 1 se abordan generalidades acerca de la temática, naturaleza y propiedades del agua, además los conceptos y características tanto físicas como químicas del agua de producción.

El capítulo 2 trata los conceptos de los procesos de separación y también los sistemas y equipos para el tratamiento y acondicionamiento del agua.

El capítulo 3 presenta los diferentes métodos para la reducción del agua de producción en el pozo, además de los diferentes medios que existen para su disposición, teniendo en cuenta todos los parámetros involucrados y las normatividades vigentes; también se encuentran algunos ejemplos de aplicación.

El contenido de la metodología ha sido incorporado en una plataforma HTML para una visualización didáctica del proceso y los resultados.

1. GENERALIDADES DEL AGUA

Se considera que la conservación de afluentes hídricos, debe ser uno de los temas principales en las políticas ambientales de cualquier gobierno en cualquier país del mundo. En ese sentido, la Asamblea General de Naciones Unidas, aprobó el 28 de julio de 2010, en su sexagésimo cuarto período de sesiones, una resolución que reconoce al agua potable y al saneamiento básico como derecho humano esencial para el pleno disfrute de la vida y de todos los derechos humanos.

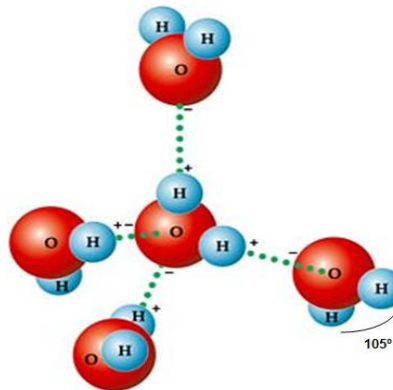
En Colombia, los decretos 1541 de 1978, 1594 de 1984 y 3930 de 2010, contienen las principales normas que hasta el momento se han establecido para regular y controlar el manejo ambiental que se le debe dar a nuestros recursos hídricos: lo mismo que al vertimiento y depósito final de cualquier cuerpo de agua.

A continuación se realiza una breve descripción de las propiedades y parámetros más relevantes relacionados con el análisis de aguas de producción.

1.1 PROPIEDADES BÁSICAS

El agua (del latín agua) es una sustancia cuya molécula está formada por dos átomos de hidrógeno y uno de oxígeno (H₂O). Es esencial para la supervivencia de todas las formas conocidas de vida.

Figura 1. Molécula del Agua.



Fuente: Los autores

El término agua, generalmente, se refiere a la sustancia en su estado líquido, pero la misma puede hallarse en su forma sólida llamada hielo, y en forma gaseosa denominada vapor. El agua cubre el 71% de la superficie de la corteza terrestre.³ Se localiza principalmente en los océanos donde se concentra el 96,5% del agua total, los glaciares y casquetes polares poseen el 1,74%, los depósitos subterráneos (acuíferos), los permafrost y los glaciares continentales suponen el 1,72% y el restante 0,04% se reparte en orden decreciente entre lagos, humedad del suelo, atmósfera, embalses, ríos y seres vivos.⁴ Desde el punto de vista físico, el agua circula constantemente en un ciclo de evaporación o transpiración (evapotranspiración), precipitación, y desplazamiento hacia el mar. Los vientos transportan tanto vapor de agua como el que se vierte en los mares mediante su curso sobre la tierra, en una cantidad aproximada de 45.000 km³ al año. En tierra firme, la evaporación y transpiración contribuyen con 74.000 km³ anuales al causar precipitaciones de 119.000 km³ cada año.⁵

³ «CIA- The world factbook». Central Intelligence Agency. <http://es.wikipedia.org/wiki/Agua>, 2008.

⁴ «Earth's water distribution». U.S. Geological Survey. <http://es.wikipedia.org/wiki/Agua>, 2007.

⁵ World water resources at the beginning of the 21st century». Unesco. 2009.

Se estima que aproximadamente el 70% del agua dulce es usada para agricultura.⁶ El agua en la industria absorbe una media del 20% del consumo mundial, empleándose en tareas de refrigeración, transporte y como disolvente de una gran variedad de sustancias químicas. El consumo doméstico absorbe el 10% restante.⁷

El agua es esencial para la mayoría de las formas de vida conocidas por el hombre, incluida la humana. El acceso al agua potable se ha incrementado durante las últimas décadas en la superficie terrestre.⁸ Sin embargo estudios de la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (por sus siglas en inglés FAO), estiman que uno de cada cinco países en vías de desarrollo tendrá problemas de escasez de agua antes de 2030; en esos países es vital un menor gasto de agua en la agricultura modernizando los sistemas de riego.⁹

El agua se puede presentar en tres estados físicos siendo una de las pocas sustancias que pueden encontrarse así de forma natural.¹⁰ El agua adopta formas muy distintas sobre la tierra: como vapor de agua, conformando nubes en el aire; como agua marina en los océanos; como hielo en los casquetes polares, en glaciares y nevados; y de la forma líquida más conocida a través de ríos, lagos y los acuíferos subterráneos.

1.1.1 Distribución Actual del Agua en la Tierra. El total del agua presente en el planeta, en todas sus formas, se denomina hidrosfera. El agua cubre 3/4 partes

⁶ Baroni, L.; Cenci, L.; Tettamanti, M.; Berati, M. «Evaluating the environmental impact of various dietary patterns combined with different food production systems». *European Journal of Clinical Nutrition* pp. 279–286. 2007.

⁷ «No hay crisis mundial de agua, pero muchos países en vías de desarrollo tendrán que hacer frente a la escasez de recursos hídricos». FAO. 2009.

⁸ Björn Lomborg, *The Skeptical Environmentalist* (Cambridge University Press), pág. 22. 2001.

⁹ United Nations, *The Millennium Development Goals Report*. 2008.

¹⁰ Datos del Centro del Agua del Trópico Húmedo para América Latina y el Caribe (CATHALAC), en Tipos de agua, del portal agua.org.mx. 2010.

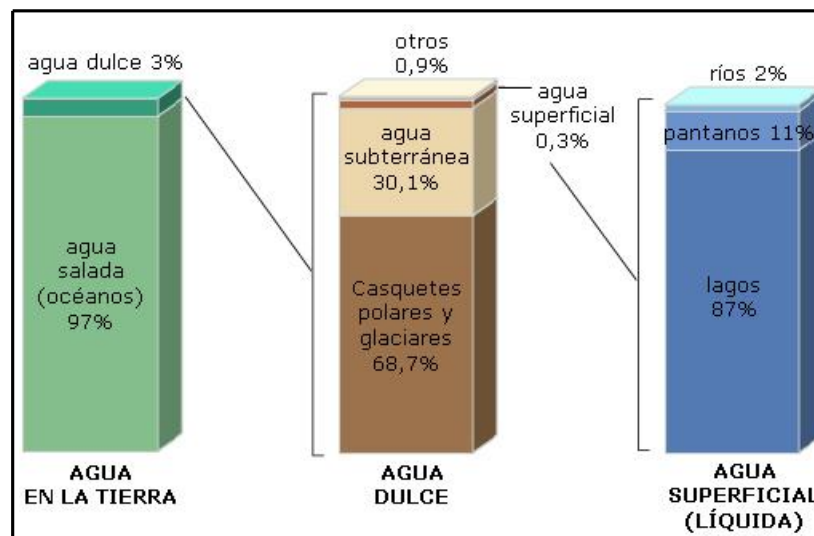
(71%) de la superficie de la Tierra. Se puede encontrar esta sustancia en prácticamente cualquier lugar de la biosfera y en los tres estados de agregación de la materia: sólido, líquido y gaseoso.

El 97 por ciento es agua salada, la cual se encuentra principalmente en los océanos y mares; sólo el 3 por ciento de su volumen es dulce. De esta última, un 1 por ciento está en estado líquido. El 2% restante se encuentra en estado sólido en capas, campos y plataformas de hielo o banquisas en las latitudes próximas a los polos. Fuera de las regiones polares el agua dulce se encuentra principalmente en humedales y, subterráneamente, en acuíferos.

El agua representa entre el 50 y el 90% de la masa de los seres vivos (aproximadamente el 75% del cuerpo humano es agua; en el caso de las algas, el porcentaje ronda el 90%).

En la superficie de la Tierra hay unos 1,386.000.000 km³ de agua que se distribuyen de la forma como se muestra en la figura 2:

Figura 2. Representación Gráfica de la Distribución de Agua Terrestre



Fuente: http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Earth%27s_water_distribution.gif

La mayor parte del agua terrestre, por tanto, está contenida en los mares, y presenta un elevado contenido en sales. Las aguas subterráneas se encuentran en yacimientos subterráneos llamados acuíferos y son potencialmente útiles al hombre como recursos. En estado líquido compone masas de agua como océanos, mares, lagos, ríos, arroyos, canales, manantiales y estanques. La tabla 1 muestra la distribución del volumen y porcentaje total de agua dulce y salada dependiendo su ubicación.

El agua desempeña un papel muy importante en los procesos geológicos. Las corrientes subterráneas de agua afectan directamente a las capas geológicas, influyendo en la formación de fallas. El agua localizada en el manto terrestre también afecta a la formación de volcanes. En la superficie, el agua actúa como un agente muy activo sobre procesos químicos y físicos de erosión. El agua en su estado líquido y, en menor medida, en forma de hielo, también es un factor esencial en el transporte de sedimentos.

Tabla 1. Distribución del Agua en la Tierra

Distribución del Agua en la Tierra				
Situación del agua	Volumen en km³		Porcentaje	
	Agua dulce	Agua salada	De agua dulce	De agua total
Océanos y mares	---	1.338.000.000	---	96,5
Casquetes y glaciares polares	24.064.000	---	68,7	1,74
Agua subterránea salada	---	12.870.000	---	0,94
Agua subterránea dulce	10.530.000	---	30,1	0,76
Glaciares continentales y Permafrost	300.000	---	0,86	0,022
Lagos de agua dulce	91.000	---	0,26	0,007
Lagos de agua salada	---	85.400	---	0,006
Humedad del suelo	16.500	---	0,05	0,001

Distribución del Agua en la Tierra				
Atmósfera	12.900	---	0,04	0,001
Embalses	11.470	---	0,03	0,0008
Ríos	2.120	---	0,006	0,0002
Agua biológica	1.120	---	0,003	0,0001
Total agua dulce	35.029.110		100	---
Total agua en la tierra	1.386.000.000		---	100

Fuente: Gleick, P., Schneider H. Los Recursos Hídricos. En la Enciclopedia de, Tiempo y Clima Oxford University Press, Nueva York, vol. 2, pág.817-823, 1996.

1.1.2 El Ciclo del Agua. Con ciclo del agua conocido científicamente como el ciclo hidrológico se denomina al continuo intercambio de agua dentro de la hidrosfera, entre la atmósfera, el agua superficial y subterránea y los organismos vivos. El agua cambia constantemente su posición de una a otra parte del ciclo de agua, implicando básicamente los siguientes procesos físicos:

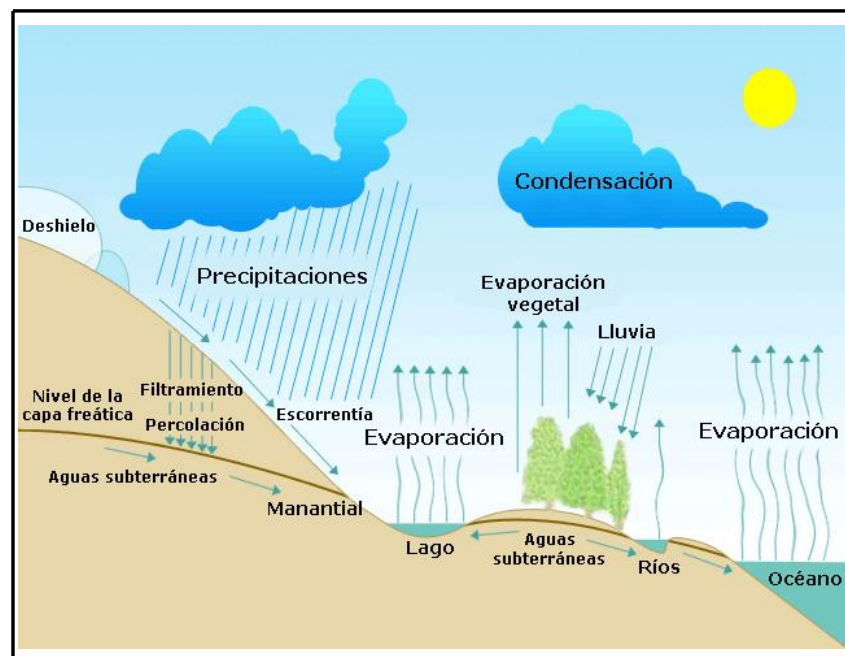
- Evaporación de los océanos y otras masas de agua y transpiración de los seres vivos (animales y plantas) hacia la atmósfera.
- Precipitación, originada por la condensación de vapor de agua, y que puede adoptar múltiples formas.
- Escorrentía, o movimiento de las aguas superficiales hacia los océanos.

La energía del sol calienta la tierra, generando corrientes de aire que hacen que el agua se evapore, ascienda por el aire y se condense en altas altitudes, para luego caer en forma de lluvia (ver figura 3). La mayor parte del vapor de agua que se desprende de los océanos vuelve a los mismos, pero el viento desplaza masas de vapor hacia la tierra firme, en la misma proporción en que el agua se precipita de nuevo desde la tierra hacia los mares (unos 45.000 km³ anuales). Ya en tierra firme, la evaporación de cuerpos acuáticos y la transpiración de seres vivos

contribuye a incrementar el total de vapor de agua en otros 74.000 km³ anuales. Las precipitaciones sobre tierra firme con un valor medio de 119.000 km³ anuales pueden volver a la superficie en forma de líquido como lluvia, sólido nieve o granizo, o de gas, formando nieblas o brumas. El agua de escorrentía suele formar cuencas, y los cursos de agua más pequeños suelen unirse formando ríos.

El desplazamiento constante de masas de agua sobre diferentes terrenos geológicos es un factor muy importante en la conformación del relieve. Además, al arrastrar minerales durante su desplazamiento, los ríos cumplen un papel muy importante en el enriquecimiento del suelo. Parte de las aguas de esos ríos se desvían para su aprovechamiento agrícola. Los ríos desembocan en el mar, depositando los sedimentos arrastrados durante su curso, formando deltas. El terreno de estos deltas es muy fértil, gracias a la riqueza de los minerales concentrados por la acción del curso de agua.

Figura 3. Ciclo del Agua



Fuente: http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Hydrologische_cyclus.png

A continuación se resaltan algunas de las características físicas más relevantes del agua:¹¹

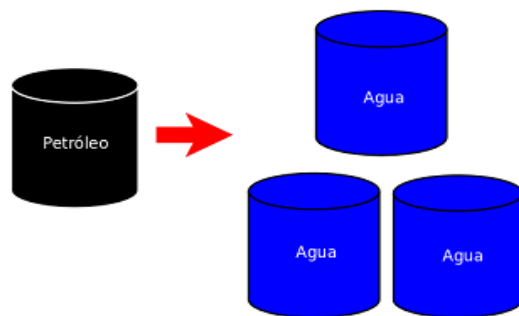
- El agua es la única sustancia natural que se encuentra en sus tres estados- líquida, sólida (hielo) y gaseosa (vapor) a las temperaturas encontradas normalmente en la Tierra. El agua de la Tierra está cambiando constantemente y siempre está en movimiento.
- El agua se congela a 0° grados Celsius (C) y hierve a 100° C (al nivel del mar). Los puntos de congelamiento y ebullición son la base para medir la temperatura: 0° en la escala Celsius está el punto de congelamiento del agua, y 100° es el punto de ebullición del agua. El agua en su forma sólida, hielo, es menos densa que en su forma líquida, por eso el hielo flota.
- El agua tiene un alto índice específico de calor. Esto significa que el agua puede absorber mucho calor antes de empezar a calentarse. “Es por esta razón que el agua es muy valiosa como enfriador para las industrias y para el carburador de su automóvil”. El alto índice específico de calor del agua también ayuda a regular el rango de cambio de la temperatura del aire, y ésta es la razón por la cual la temperatura cambia gradualmente (no repentinamente) durante las estaciones del año, especialmente cerca de los océanos.
- El agua tiene una tensión superficial muy alta. Esto significa que el agua es pegajosa y elástica y tiende a unirse en gotas en lugar de separarse en una capa delgada y fina. La tensión de la superficie es la responsable acción capilar, de que el agua pueda moverse (y disolver sustancias) a través de las raíces de plantas y a través de los pequeños vasos sanguíneos en nuestros cuerpos.

¹¹ <http://water.usgs.gov/gotita/waterproperties.html>

1.2 AGUA DE PRODUCCIÓN

Es el agua obtenida en superficie, a través de pozos de petróleo y/o gas, desde una formación de interés (agua connata), un acuífero activo (agua intrusiva) o un proyecto de inyección de agua (agua inyectada).

Figura 4. Relación Petróleo/Agua



- A nivel mundial, en promedio por cada barril de petróleo se producen como mínimo 3 - 5 barriles de agua
- Solo en el año 2008 se produjeron:
250 MMBPD de agua.

Fuente: Lahcen, Nabzar y Duplan, Jean-Luc. Water in Fuel Production Oil Production and Refining. Panorama Review, 2011.

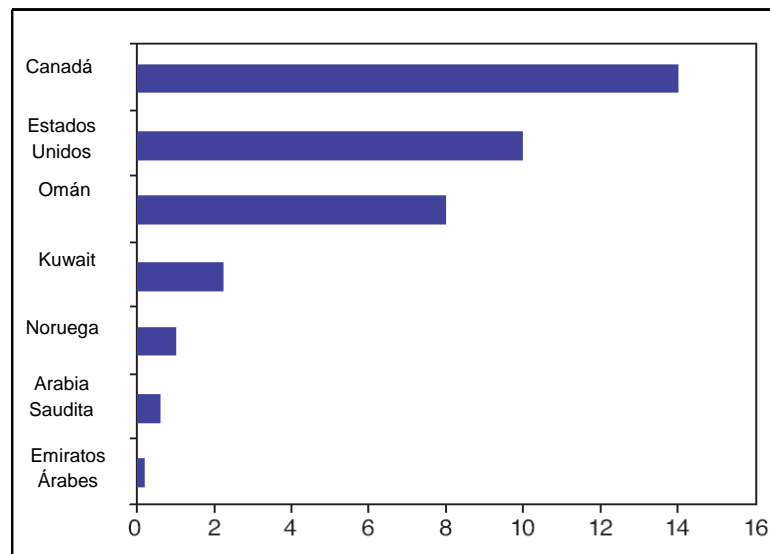
1.2.1 Manejo del Agua de Producción de un Campo Petrolero. Durante toda la etapa productiva de un yacimiento la relación agua-aceite (WOR) se va incrementando haciendo que el corte de agua en el pozo alcance valores muy altos. El movimiento del agua estimula el desplazamiento del petróleo y afecta el barrido vertical y areal, determinando de ese modo el factor de recuperación de petróleo de un campo. El factor de recobro en un yacimiento aumenta durante la recuperación secundaria gracias al fenómeno de inmiscibilidad que existe entre el agua y el aceite que se producen, lo cual hace que el agua proveniente de algunas formaciones subyacentes, o debido al fracturamiento aumente la taza de flujo.

Si bien el agua (figura 6) a menudo se considera un problema, el agua buena, (definida como el agua producida por debajo del límite económico de la relación

agua/petróleo RAP) es crítica para el proceso de producción de petróleo. El agua mala, (agua producida por encima del límite económico de la relación agua/petróleo) por el contrario, es agua que aporta poco valor a la operación de producción, si bien es probable que en algún momento futuro encuentre el camino para su reutilización.

En general, la producción de hidrocarburos implica un alto corte de agua. En promedio, a nivel mundial se producen de 3 a 5 barriles de agua por cada barril de petróleo; y en algunas zonas con campos maduros esta cifra puede aumentar de 10 a 14 barriles de agua por barril de petróleo (figura 5), así en términos de volumen el agua es el fluido con mayor índice de producción en la industria del petróleo.

Figura 5. Relación Agua-Petróleo por Región.



Fuente: Z. Khatib, SPE DL 2009-2010.

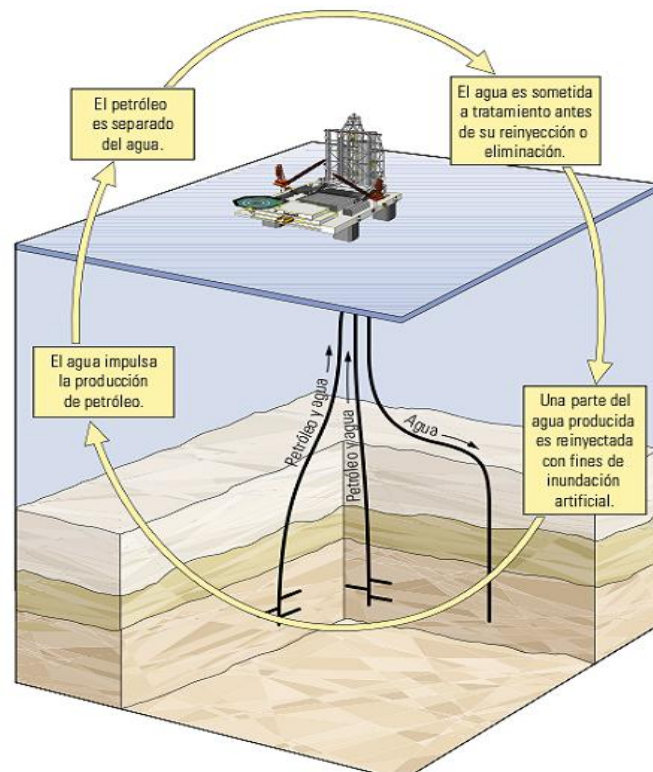
Según un estudio realizado por el IFP (Instituto Francés del Petróleo) Energies Nouvelles¹² se estimó un volumen de 250 millones de barriles de agua por día

¹² Nabzar, Lahcen. Water in Fuel Production. 2011.

producidos en 2008, esta cifra con seguridad va a superarse hacia el 2020 con un volumen de 300 millones de barriles por día, es decir un aumento del 20%.

La calidad del agua de producción depende de la región, geología de la formación y los demás fluidos implicados en el proceso de recuperación. Los caudales y presiones pueden variar considerablemente en las proximidades del pozo productor y de esta forma alterar el equilibrio fisicoquímico que prevalece en el yacimiento, esto hace que se presenten emulsiones, que generalmente son la forma en que se producen los fluidos, las cuales son tratadas mediante procesos químicos para llevar a cabo su separación.

Figura 6. Ciclo del Agua de Producción “Agua Buena”.



Fuente: Bailey, Bill y Crabtree, Mike. Control de Agua. Oilfield Review, 2000.

- El agua desplaza al petróleo generando su flujo.

- El petróleo es separado del agua.
- El agua es sometida a tratamiento antes de reinyectarla o eliminarla.
- Una parte del agua producida es reinyectada para mantener o incrementar la producción de hidrocarburos.
- El campo se mantiene rentable.

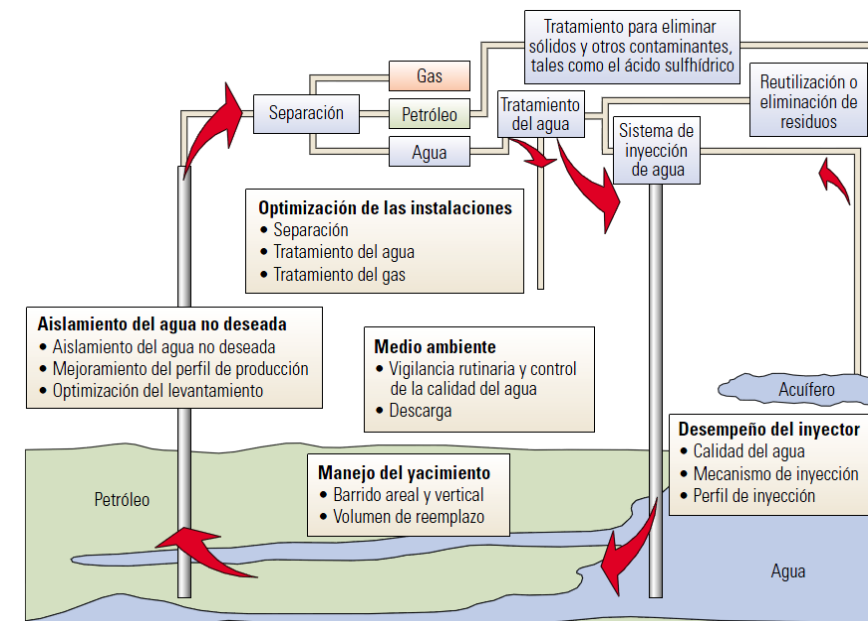
En el caso contrario considerando un ciclo de producción con “agua mala” tenemos que:

- El agua afecta negativamente el flujo de petróleo.
- Disminuye la producción de petróleo y el agua se convierte en problema.
- Los sistemas de tratamiento del agua en superficie se sobrecargan.
- Se genera en superficie más agua de la necesaria para el proceso de reinyección.
- El tratamiento y/o la eliminación de exceso de agua se suma a los costos de producción.
- El campo pierde rentabilidad lo que puede provocar el abandono de importantes reservas.

El primer paso en lo que respecta al manejo del agua es la evaluación y el diagnóstico del sistema de agua. Debido a la complejidad de este sistema, la definición del problema suele ser la parte más complicada del proceso (figura 7).

Hoy en día, los ingenieros aplican un proceso de pasos múltiples, sustentado por un sofisticado arreglo de técnicas y herramientas utilizadas para diagnosticar los problemas relacionados con la presencia de agua. El proceso suele comenzar con la recolección de información de yacimientos, historia de producción e instalaciones de superficie. Utilizando los datos obtenidos previamente, los ingenieros evalúan el sistema de producción actual para identificar obstáculos económicos y adquirir un conocimiento inicial de los mecanismos de flujo de agua presentes en el yacimiento, los pozos y el sistema de superficie. Luego, la compañía operadora y las compañías de servicios trabajan en conjunto para determinar si se necesita algún dato nuevo para evaluar correctamente el sistema de producción. Por ejemplo, las pruebas de flujo de los pozos de producción e inyección, los perfiles de flujo de fluido de fondo de pozo, los registros geofísicos de pozo y los levantamientos entre pozos, y la utilización de sísmica de repetición permiten definir los movimientos del petróleo y el agua dentro del yacimiento.

Figura 7. Complejidad del Sistema de Agua en un Campo Petrolero



Fuente: Richard, Arnold. Manejo de la Producción de Agua: De Residuo a Recurso. Oilfield Review Schlumberger, 2010.

Durante la producción, el petróleo es barrido del yacimiento y es reemplazado por agua natural o inyectada, este proceso raramente es uniforme. La heterogeneidad de la formación puede conducir a la incursión prematura de agua y a problemas relacionados con el agua de fondo de pozo. Los pozos de producción e inyección son vigilados rutinariamente y manejados para minimizar la relación agua/petróleo, maximizar la eficiencia de barrido vertical y optimizar la producción de petróleo. Los sistemas de superficie pueden ser complejos y deben ser diseñados para manejar y tratar los volúmenes de agua que entran y salen del sistema de producción. La calidad del agua descargada al medio ambiente, eliminada por métodos convencionales o desviados para ser reutilizada como agua de inyección del yacimiento y para otras aplicaciones alternativas, es controlada y vigilada rutinariamente.

1.2.2 Características Fisicoquímicas del Agua Asociada a la Producción de Hidrocarburos. Los parámetros que se describen a continuación, son algunos de los factores más relevantes a considerar, en cualquier programa de monitoreo de calidad de aguas producidas para la extracción de petróleo y/o para las aguas residuales de las refinerías de petróleo.

1.2.2.1 Contenido de Sólidos Disueltos, Suspendidos y Sedimentables. Es común que el petróleo crudo contenga arcilla que interfiere obturando equipos. Los métodos para su determinación pueden diferir entre el campo y la refinería por razones prácticas y económicas. No obstante en caso de transacciones comerciales debe especificarse exactamente cuál será el método acordado para su control.

Los sólidos totales están definidos como la materia resultante de la evaporación a una temperatura entre 103 y 105 °C, los cuales se clasifican en partículas disueltas, suspendidas y sedimentables. Los sólidos suspendidos o filtrables se caracterizan por presentar un diámetro de partícula generalmente entre 10 y 100

micras (responsables de causar la turbidez), estos pueden ser medidos usando el método 160.2¹³ de EPA, o ASTM D 1888¹⁴. El contenido de sólidos suspendidos de las aguas residuales no se puede medir exactamente por estos métodos si los compuestos presentes se volatilizan a temperaturas por debajo de 103°C.

En las refinerías se utiliza la ASTM. D-4006¹⁵ para la determinación de agua y la ASTM. D-4807¹⁶ para la determinación de sedimentos por filtración.

En el campo suele utilizarse la BS&W - ASTM D4007-11¹⁷. (Agua y sedimentos) por uno de los tres métodos de centrifugación según el tipo de crudo:

- Crudos parafínicos: con calentamiento
- Crudos asfálticos: solventes aromáticos (tolueno)
- Otras muestras: emulsificadores

1.2.2.2 Temperatura. La descarga de aguas residuales a altas temperaturas puede causar daños a la flora y fauna en los cuerpos de agua al interferir en la reproducción de las especies, incrementar el crecimiento de bacterias y otros organismos, acelerando las reacciones químicas y reduciendo los niveles de oxígeno¹⁸.

Problemas asociados a la temperatura:

¹³ Environmental Protection Agency. Total Suspended Solids (TSS) Method. EPA, 1999.

¹⁴ American Society of Test Methods. Methods of Test for Particulate and Dissolved Matter in Water. ASTM, 1989.

¹⁵ American Society of Test Methods. Standard Test Method for Water in Crude Oil by Distillation. ASTM, 2004.

¹⁶ American Society of Test Methods. Standard Test Method for Sediment in Crude Oil by Membrane Filtration. ASTM, 2004.

¹⁷ American Society of Test Methods. Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure). ASTM, 2011.

¹⁸ Landazábal Pinzón, Gustavo A., Infante Moreno, Marlon R. Definición de Estándares Operacionales para el Tratamiento de Aguas Residuales, pág. 8, 2007.

- Influye en la formación de escamas inorgánicas.
- Influye en la solubilidad de los gases en el agua.
- Influye en la precipitación de compuestos.

1.2.2.3 Material Flotante. En el agua de producción se distinguen partículas y material flotante como la nata de petróleo crudo. Su presencia causa la visualización de una gama de colores en la superficie del agua cuya intensidad es una función del espesor de la película de aceite, la cual no es aceptada por la legislación colombiana; además de esto el agua también transporta consigo impurezas tales como: gotas de aceite dispersas en la fase agua y sólidos humedecidos con petróleo.

La eliminación del petróleo crudo libre en flotación, implica el control de dos aspectos:

- El derrame de nata del petróleo crudo en la descarga de la caja API de las baterías; en general, la correcta operación de la caja API separa como petróleo crudo los glóbulos con un diámetro superior a 150 μm . La nata que se produce debe ser removida continuamente en la caja API para evitar su derrame en el afluente, y eliminar la posibilidad de que por turbulencia viaje hacia la salida de las aguas de vertimiento y de ahí hacia los cuerpos acuosos.
- Grasas y aceites. Esta denominación comprende aquellas sustancias que se encuentran en suspensión en el agua y que son solubles en hexano.

Muchas de las aguas de producción y/o inyección poseen sólidos suspendidos que están en el rango de 0.01 micrones a 100 micrones. Este material flotante básicamente puede estar compuesto por: finos de formación, limos, arcillas,

productos de corrosión, además otros compuestos formados por las bacterias y cuerpos de bacterias muertas, etc.

1.2.2.4 Grasas y Aceite Libre, Emulsionado y Disuelto. La Asociación Americana para la Salud Pública en el documento, Métodos Estándar para el Examen de Agua y Aguas Residuales, la define como: “Cualquier material recuperado en la forma de una sustancia soluble en un solvente”, donde el triclorofluoroetano es el solvente recomendado¹⁹.

Como es de conocimiento general, la descarga de aceites o grasas en un cuerpo de agua, ocasiona perturbaciones en la vida acuática al formar películas sobre la superficie, obstaculizando la fotosíntesis al disminuir la oxigenación y paso de la luz, además de interrumpir en la reproducción de las especies, es por esto que surge la necesidad de establecer en la legislación colombiana mediante el Decreto 3930 de 2010, una remoción superior al 80% de grasas y aceites, así mismo, prohibir cualquier película visible de este material en el cuerpo de agua, haciendo necesario medir la carga de este contaminante.

En el pozo, estas grasas y aceites libres pueden ocasionar los siguientes problemas:

- El aceite tiende a formar emulsiones.
- Atrae sólidos que pueden provocar taponamiento.

Para determinar si hay presencia de grasas y aceite libre o no, se puede evaluar a partir de las siguientes normas:

¹⁹ Ministerio de Energía y Minas de EEUA. Protocolo de Monitoreo de Calidad de Agua. Capítulo 2, 1993.

- Infrarrojos. ASTM D 3921-96²⁰.
- Calorimetría
- Gravimetría. SM 5520-B²¹

1.2.2.5 Problemas Ocasionados por los Sólidos Suspendidos y el Aceite en Agua²². A continuación se enunciarán algunos de los principales problemas ocasionados por los sólidos suspendidos y el aceite disperso en las aguas manejadas.

- Incremento de la presión de inyección y disminución de las ratas de inyección ocasionada por el taponamiento de la cara de la formación.
- Cierres definitivos o parciales de los pozos inyectores debido a daños severos en la formación.
- Necesidad de perforar o acondicionar nuevos pozos inyectores para mantener los volúmenes de agua inyectada.
- Pérdidas de producción ocasionadas por el cierre de pozos productores con alto BSW debido a la imposibilidad de disponer del agua asociada al crudo.
- Excesivos costos en el tratamiento químico del agua asociada a la producción ya sea para inyección y/o vertimiento al medio ambiente.

²⁰ American Society of Test Methods. Standard Test Method for Oil and Grease and Petroleum Hydrocarbons in Water. ASTM, 2011.

²¹ Standard Methods. Test for the Examination of Water and Wastewater. Oil and Fats. SM 1998.

²² Programa de capacitación personal de producción Modulo 2: Circuito del agua. PERENCO COLOMBIA LTD. 2000.

- Aumento del costo por barril de agua utilizada de otras fuentes cuando las mismas contienen elevadas cantidades del Total de sólidos suspendidos (TSS).
- Desgaste excesivo de las piezas de las bombas de inyección de agua ya sea por abrasión de los sólidos o por sobre-esfuerzos cuando la presión de inyección se incrementa.
- Incremento de los costos operacionales por consumo de combustible y/o energía de los motores de las bombas, ocasionados por el trabajo extra que deben realizar los mismos para inyectar el agua cuando la presión del pozo aumenta.
- Cuando un agua está demasiado emulsionada, esta puede llegar a transportar grandes cantidades de crudo, conllevando a pérdidas de aceite.
- Disminución de los tiempos entre retrolavados de los filtros, para lograr mantener la calidad del agua en 2 ppm de aceite en agua y 2 ppm del Total de sólidos suspendidos (TSS).
- Aumento de los tiempos de retrolavado de los filtros para lograr una buena limpieza de los mismos. Implementación del uso de varsol y/o jabones para descontaminar los medios filtrantes de los trenes de filtración.

Perturbación de la calidad del tratamiento del crudo ocasionado por:

- Acumulación de grumos en las interfaces de las facilidades de producción.
- Recuperación excesiva de crudo en los desnates de las vasijas de tratamiento de agua, lo que ocasiona agitación en la entrada de los fluidos a los equipos.

- Acumulación de sólidos (óxido de hierro y sulfuro de hierro) en la interface agua-aceite lo que obstruye la normal separación de las fases y el funcionamiento de los rompedores.
- Problemas en la calidad del agua inyectada y vertida al medio ambiente.
- Disminución en la capacidad y en el tiempo de retención de las facilidades de producción debido a la progresiva acumulación de arena en el interior de las mismas.

1.2.2.6 Metales (Ba, Cd, Cr, Pb, Hg). Estos metales algunas veces están presentes en pequeñas cantidades en las aguas residuales de la industria petrolera.

1.2.2.6.1 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 concentrarse en la población marina (crustáceos, camarones, etc.). Para determinar si hay contenido de bario o no en el agua, se puede evaluar a partir de las siguientes normas:

- ASTM D 3651-11²³
- SM 3500 Ba C²⁴

²³ American Society of Test Methods. Standard Test Method for Barium in Brackish Water, Seawater and Brines. ASTM, 2011.

²⁴ Standard Methods. Test for the Examination of Barium in Water. SM 1999.

1.2.2.6.2 Cadmio. La presencia del cadmio en el agua dependerá de la fuente donde proviene y la acidez del agua, es probable que en algunas aguas superficiales que contengan un poco más de microgramos de cadmio por litro, se hallan contaminado por descargas de desechos industriales o por lixiviación de áreas de relleno, también se da por suelos a los cuales se le han agregado lodo cloacales. Los niveles de cadmio en aguas naturales son muy bajos.

Es insoluble en bases, se disuelve en ácido nítrico diluido y es poco soluble en los ácidos sulfúricos y clorhídricos.

Para determinar la concentración de cadmio en el agua se utiliza la siguiente norma:

- ASTM D 3557-02²⁵

1.2.2.6.3 Cromo. El cromo es un metal pesado altamente peligroso para los seres humanos. Debido a que el cromo es, en general, de baja solubilidad, los niveles que se encuentran en el agua por lo común son bajos. Puede estar en forma trivalente o hexavalente, ya sea como sal soluble o como partículas insolubles, y muchas veces como complejos químicos. La valencia de la forma química en las aguas naturales se ve influenciada por la acidez del agua.

El agua potable contiene normalmente concentraciones muy bajas de cromo. El cromo trivalente se presenta muy rara vez en el agua potable que ha sido clorada, se presume que la mayor parte del cromo que contiene el agua se halla en forma hexavalente.

Algunas aplicaciones industriales que usan el cromo en estado de oxidación, lo depositan sobre el suelo como desechos en estado sólido, que al descomponerse

²⁵ American Society of Test Methods. Standard Test Method for Cadmium in Water. ASTM, 2007.

e infiltrarse el agua de lluvia a través de ellos, producen lixiviados. Éstos migran en fase acuosa interactuando a su paso con las partículas del suelo. Una vez que estas partículas llegan al nivel freático producen la contaminación de las aguas subterráneas creando plumas de contaminación y superando así las normas de calidad del agua potable.

Para determinar la concentración de cromo en el agua se utiliza la siguiente norma:

- ASTM D 1687-02²⁶

1.2.2.6.4 Plomo. Sus fuentes naturales son la erosión del suelo, el desgaste de los depósitos de los minerales de plomo y las emanaciones volcánicas.

Sin embargo, el plomo también se encuentra presente en los desagües domésticos, que al descargar en los cursos naturales de agua o en las aguas marinas, modifica substancialmente la reproducción de invertebrados marinos y cambios neurológicos y de la sangre en los peces.

El plomo tiende a formar compuestos con aniones que posean baja solubilidad, como, los hidróxidos, carbonatos y fosfatos. Por tanto la cantidad de plomo remanente en solución en las aguas superficiales (también dependiente del pH y salinidad), es generalmente bajo. La mayor parte del plomo se mantiene retenido fuertemente y muy poco se transporta hacia aguas superficiales o subterráneas. Sin embargo la entrada a aguas superficiales como resultado de la erosión de las partículas de tierra que contienen plomo, o mediante la conversión a un sulfato relativamente soluble en la superficie de la tierra / sedimento, puede ocurrir. Igualmente es posible el movimiento de plomo desde la tierra hasta cuerpos de agua subterránea por lixiviación.

²⁶ American Society of Test Methods. Standard Test Method for Chromium in Water. ASTM, 2007.

Para determinar la concentración de plomo en el agua se puede utilizar la siguiente norma:

- ASTM D 3559-08²⁷

1.2.2.6.5 Mercurio. El mercurio no es un elemento esencial para la vida, sin embargo siempre ha estado presente en la naturaleza en concentraciones a que los seres vivos están adaptados. Sus fuentes naturales son el vulcanismo, la desgasificación de la corteza terrestre, la erosión y la disolución de los minerales de las rocas debido a la penetración del agua a través de estas por tiempo muy prolongado.

Su presencia indica contaminación por desechos industriales de plantas de procesamiento de metales, farmacéuticos o químicas, así como por ingreso al sistema acuático de residuos de pesticidas, agrícolas, herbicidas y fungicidas o compuestos medicinales. Los residuos de compuestos orgánicos como el fenil y el alquil de mercurio, son los que más se encuentran en el agua.

Para determinar la concentración de mercurio en el agua se puede utilizar la siguiente norma:

- ASTM D 3223-02²⁸

1.3 CARACTERÍSTICAS QUÍMICAS

1.3.1 pH. Es el potencial hidrógeno o nivel de ácidos o bases en una sustancia. Aquellas que no se encuentran entre el rango de 5 – 9 pueden afectar el medio

²⁷ American Society of Test Methods. Standard Test Method for Lead in Water. ASTM, 2008.

²⁸ American Society of Test Methods. Standard Test Method for Total Mercury in Water. ASTM, 2007.

acuático, al causar perturbaciones celulares y la eventual destrucción de la flora y la fauna.

En un pozo se pueden presentar problemas de escamas, producto de la corrosión y la velocidad a la que esta se presente dependiendo el grado de pH que se tenga; si se tiene un pH bajo existirán más problemas de corrosión.

Para determinar la variación del pH, se puede evaluar a partir de las siguientes normas:

- pH-metro
- ASTM D 1293-12²⁹

1.3.2 Aniones. Son iones con carga negativa presentes en el agua. La concentración de cloruros es una medida específica de la salinidad del agua en la industria petrolera. El alto contenido de cloruros impide que el agua sea utilizada para el consumo humano o el ganado. Altos porcentajes de cloruros en los cuerpos de agua también pueden matar a la vegetación circundante.

1.3.2.1 Cloro. El ion cloruro es el principal constituyente de las aguas de los campos petroleros y las aguas frescas. La mayor fuente de los iones cloruros es el NaCl, por lo tanto este ion es utilizado para medir la salinidad del agua según su concentración se puede clasificar de la siguiente manera:³⁰

- Agua dulce: 0 - 2000 ppm
- Agua salobre : 2000 - 5000 ppm

²⁹ American Society of Test Methods. Standard Test Method for pH of Water. ASTM, 2012.

³⁰ Lewis, E.L. Escala Práctica de Salinidad y sus Antecedentes. Capítulo 1, 1980.

- Agua salada: 5000 - 40000 ppm
- Salmuera: > 40000 ppm

El principal problema asociado con el ion cloruro es el incremento de la corrosividad a medida que la concentración de este ion aumenta.

Para determinar la concentración de cloro, se utilizan las siguientes normas:

- ASTM D 4458-09³¹
- ASTM D 4327-11³²

1.3.2.2 Carbonatos y Bicarbonatos. La alcalinidad de un agua es debida al contenido de sales del ácido carbónico (bicarbonatos, carbonatos) e hidróxidos, es una medida o indicación de los componentes básicos del agua. La alcalinidad de las aguas naturales suele deberse a los carbonatos y bicarbonatos de calcio, magnesio, sodio y potasio y en algunos casos también se debe en pequeño grado a boratos, silicatos y fosfatos. El bicarbonato es el componente que más contribuye a la alcalinidad. La importancia de la alcalinidad es significativa en los fenómenos de coagulación y ablandamiento, así como en la prevención de la corrosión. La alcalinidad da un índice de la resistencia del agua a bajar su pH cuando se le añade ácido.

Para determinar la concentración de carbonatos y bicarbonatos en el agua, se puede evaluar a partir de las siguientes normas:

³¹ American Society of Test Methods. Standard Test Method for Chloride Ions in Brackish Water, Seawater and Brines. ASTM, 2009.

³² American Society of Test Methods. Standard Test Method for Anions in Water by Chemically Suppressed Ion Chromatography. ASTM, 2011.

- ASTM D 1067-11³³
- SM 2320-B³⁴

1.3.2.3 Sulfatos. Corresponden a sales de moderadamente solubles a muy solubles. Las aguas dulces contienen de 2 a 150 ppm, y el agua de mar cerca de 3.000 ppm.

Proceden de rocas sedimentarias, sobretodo yeso y anhidrita, y en menor proporción de la oxidación de los sulfuros de la pirita. En función del contenido de calcio, podrían impartirle un carácter ácido al agua.

Los sulfatos de calcio y magnesio contribuyen a la dureza del agua y constituyen la dureza permanente. El sulfato de magnesio confiere al agua un sabor amargo.

Cuando el sulfato se encuentra en concentraciones excesivas en el agua ácida, le confiere propiedades corrosivas.

Para determinar la cantidad de sulfatos en el agua, se utilizan las siguientes normas:

- ASTM D 4327-11³⁵
- Turbidimetría ASTM D 4130-08³⁶

³³ American Society of Test Methods. Standard Test Method for Acidity or Alkalinity of Water. ASTM, 2011.

³⁴ Standard Methods. Test for the Examination of Total Alkalinity in Water. SM 1999.

³⁵ American Society of Test Methods. Standard Test Method for Anions in Water by Chemically Suppressed Ion Chromatography. ASTM, 2011.

³⁶ American Society of Test Methods. Standard Test Method for Sulfate Ion in Brackish Water, Seawater and Brines. ASTM, 2008.

- Gravimetría SM 4500-SO₄D³⁷

1.3.3 Cationes. Es la sumatoria de todos los iones con carga positiva presentes en el agua. La concentración de cationes es una medida específica de la salinidad y dureza del agua en la industria petrolera. El alto contenido de cationes impide que el agua sea utilizada para el consumo humano o el ganado.

1.3.3.1 Calcio. Los iones son un componente principal de las salmueras de yacimientos petrolíferos. El ión calcio se combina fácilmente con bicarbonatos, carbonatos y sulfatos para formar precipitados insolubles.

Para determinar la cantidad de calcio presente en el agua, se utilizan las siguientes normas:

- ASTM D 511-09³⁸
- SM 3500 Ca-B³⁹

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

Para determinar la cantidad de calcio presente en el agua, se utilizan las siguientes normas:

- ASTM D 511-09⁴⁰

³⁷ Standard Methods. Test for the Examination of Sulfate Ion in Water. SM 1999.

³⁸ American Society of Test Methods. Standard Test Method for Calcium and Magnesium in Water. ASTM, 2009.

³⁹ Standard Methods. Test for the Examination of Calcium in Water. SM 1999.

⁴⁰ American Society of Test Methods. Standard Test Method for Calcium and Magnesium in Water. ASTM, 2009.

- SM 3500 Mg-B⁴¹

1.3.3.3 Sodio. Es el catión más abundante en las salmueras de yacimientos petrolíferos. Generalmente se halla en concentraciones superiores a 35,000 partes por millón (ppm).

El sodio generalmente no presenta problemas en el manejo, pero vuelve al agua no apta para el consumo humano o de animales, y es a menudo fatal para la vida vegetal.

Para determinar si hay presencia de sodio, se puede evaluar a partir de las siguientes normas:

- ASTM D 3561-11⁴²

1.3.3.4 Hierro. Naturalmente se halla en concentraciones muy bajas. Su presencia muchas veces indica problemas de corrosión. El hierro también se combina con los sulfatos y materias orgánicas para formar un lodo de hierro, y es particularmente susceptible de formar lodos si hay ácidos presentes.

Para determinar si hay presencia de sodio o no, se puede evaluar a partir de las siguientes normas:

- ASTM D 1068-10⁴³
- SM 3500 Fe B⁴⁴

⁴¹ Standard Methods. Test for the Examination of Magnesium in Water. SM 1999.

⁴² American Society of Test Methods. Standard Test Method for Lithium, Potassium and Sodium Ions in Brackish Water, Seawater and Brines by Atomic Absorption Spectrophotometry. ASTM, 2011.

⁴³ American Society of Test Methods. Standard Test Method for Iron in Water. ASTM, 2010.

⁴⁴ Standard Methods. Test for the Examination of Iron in Water. SM 1999.

1.3.3.5 Estroncio. Puede ser radioactivo y puede concentrarse en moluscos tales como las ostras. También puede formar costras, pero generalmente solo se encuentran como trazas en productos de calcio.

Para determinar si hay contenido de bario o no en el agua, se puede evaluar a partir de las siguientes normas:

- ASTM D 3920-02⁴⁵
- SM 3500-Sr C⁴⁶

1.3.4 Fenoles. Son compuestos aromáticos presentes en aguas residuales de la industria del petróleo, del carbón, plantas químicas, entre otros. Los fenoles causan problemas de sabores en aguas de consumo tratadas con cloro; en aguas residuales se consideran no biodegradables, pero se ha demostrado que son tolerables concentraciones hasta 500 mg/L. Tienen una alta demanda de oxígeno, en niveles altos pueden manchar la piel de peces y afectar negativamente la flora, fauna y seres humanos.

Para evaluar la cantidad de fenoles que hay en el agua, se utilizan las siguientes normas:

- ASTM D 1783-01⁴⁷
- ASTM D 2580-06⁴⁸

⁴⁵ American Society of Test Methods. Standard Test Method for Strontium in Water. ASTM, 2007.

⁴⁶ Standard Methods. Test for the Examination of Strontium in Water. SM 1999

⁴⁷ American Society of Test Methods. Standard Test Method for Phenolic Compounds in Water. ASTM, 2007.

⁴⁸ American Society of Test Methods. Standard Test Method for Phenols in Water Gas Liquid Chromatography. ASTM, 2006.

1.3.5 Oxígeno Disuelto. Mantener una concentración adecuada de oxígeno disuelto en el agua es importante para la supervivencia de los peces y otros organismos de vida acuática. La baja concentración de oxígeno disuelto puede ser un indicador de que el agua tiene una alta carga orgánica provocada por aguas residuales.

Para determinar la cantidad de oxígeno disuelto en el agua, se puede evaluar a partir de las siguientes normas:

- Titulación. ASTM D 888-12⁴⁹
- Colorimetría. ASTM D 888-12⁵⁰

1.4 OTRAS PROPIEDADES DE CONTROL

1.4.1 Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO). Mide la capacidad de las bacterias comunes para digerir la materia orgánica, para obtener CO₂ y H₂O, generalmente en un periodo de incubación de 5 días a 20 °C, analizando la disminución de oxígeno. Esta mide la materia orgánica biodegradable.

Para determinar la demanda bioquímica de oxígeno disuelto en el agua, se puede evaluar a partir de la siguiente norma:

- SM 5210-B⁵¹

⁴⁹ American Society of Test Methods. Standard Test Method for Dissolved Oxygen in Water. ASTM, 2012.

⁵⁰ American Society of Test Methods. Standard Test Method for Dissolved Oxygen in Water (Colorimetry). ASTM, 2012.

⁵¹ Standard Methods. Test for the Biochemical Oxygen Demand BOD. SM 1999.

1.4.2 Demanda Química de Oxígeno (DQO). Es el equivalente en oxígeno de la fracción de material orgánico presente en una muestra, que es susceptible de oxidación, en medio ácido, por medio del dicromato de potasio. Esta analiza tanto la materia orgánica biodegradable como la que no lo es (refractaria).

Para determinar la demanda química de oxígeno disuelto en el agua, se puede evaluar a partir de la siguiente forma:

- SM 5220-B⁵²

1.4.3 Conductividad. Es una medida de la presencia, movilidad, valencia, y concentración de iones, así como la temperatura del agua. Este es un indicador de la salinidad del agua.

Para determinar la conductividad del agua, se puede evaluar a partir de las siguientes formas:

- Método instrumental
- ASTM D 1125-95⁵³

⁵² Standard Methods. Test for the Chemical Oxygen Demand COD. SM 1999.

⁵³ American Society of Test Methods. Standard Test Method for Electrical Conductivity and Resistivity of Water. ASTM, 2009.

2. SISTEMAS Y EQUIPOS PARA SEPARACIÓN, TRATAMIENTO Y ACONDICIONAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

A continuación se presenta una detallada descripción de los mecanismos de separación involucrados en cada uno de los equipos utilizados para el tratamiento de aguas, entre los cuales se puede encontrar la coalescencia, dispersión, separación gravitacional y flotación, en donde estos dos últimos son la base principal del funcionamiento de los equipos.

2.1 PROCESOS FÍSICOS

2.1.1 Separación Gravitacional. En los equipos de tratamiento de agua se utiliza esencialmente la fuerza de gravedad para separar las gotas de aceite de la fase continua agua. Las gotas de aceite empiezan a ser más livianas que el volumen de agua que los está desplazando y está ejerciendo sobre ellas una fuerza de boyanza. A este movimiento ascendente se opone la fuerza de fricción debida a la fase continua agua. Cuando las dos fuerzas son iguales, se logra una velocidad constante de modo que se puede calcular por la ley de Stokes:

Ley de Stokes:

$$V_t = \frac{1,78 * 10^{-6} * (\Delta SG)_{w/o} * (dm)_{o^2}}{\mu w}$$

V_t = velocidad final de ascenso, ft/seg

$(dm)_{o^2}$ = diámetro de la gota de aceite, micrones

μw = viscosidad de la fase continua de agua, cp

$(\Delta SG)_{\frac{w}{o}}$ = diferencia en gravedad específica del aceite

A partir de la ecuación anterior se puede deducir:

- A mayor diámetro de partícula del aceite mayor velocidad de ascenso a superficie, por lo tanto se hace más fácil su remoción.
- Entre mayor API del crudo, es decir un aceite más liviano, la diferencia de gravedades específicas se hace más grande, por lo tanto el agua es más fácil de tratar.
- A mayor temperatura, disminuye la viscosidad del agua, y aumenta la velocidad ascendente. Por lo tanto a altas temperaturas es más sencillo el tratamiento del agua.
- Si el diámetro de partícula no se encuentra disponible, se puede asumir un diámetro de partícula de 150 μm .

2.1.2 Dispersión. Cuando hay suficiente energía cinética no sólo para levantar las gotas de aceite sino para hacerlas oscilar, éstas se volverán inestables (se dispersarán) debido a la diferencia de tensión superficial entre una sola gota y dos gotas que se han agrupado. En el mismo instante en que ocurre este proceso, el movimiento de pequeñas partículas de aceite está causando coalescencia. Debido a lo anterior se tendría que definir estáticamente una medida máxima de gota de aceite para una energía dada por una unidad de masa y tiempo, en la cual la tasa de fusión es igual a la tasa de dispersión.⁵⁴

⁵⁴ Landazábal Pinzón, Gustavo A., Infante Moreno, Marlon R. Definición de Estándares Operacionales para el Tratamiento de Aguas Residuales, pág. 23, 2007.

Se puede establecer una relación para el tamaño máximo de partícula que pueda estar en equilibrio usando la ecuación dada por Hinze:

$$d_{\max} = 432 \left(\frac{tr}{\Delta P} \right)^{\frac{2}{5}} \left(\frac{\sigma}{\rho_w} \right)^{\frac{3}{5}}$$

d_{\max} = Diámetro máximo gota de aceite para el cual el agua puede contener un 5% en volumen de aceite, micrones

σ = Tensión superficial (dinas/cm²)

ρ_w = Densidad del agua g/cm³

ΔP = Caída de presión (psia)

tr =Tiempo de retención, minutos

Por la anterior ecuación se puede decir que entre mayor sea la caída de presión, menor será el diámetro máximo de la gota de aceite. Esto quiere decir que a mayor caída de presión ocurrida en una pequeña distancia a través del estrangulador, válvulas de control, desarenadores, etc., da como resultado gotas más pequeñas. De la experiencia se puede tomar, para propósitos de diseño, que aún cuando ocurran grandes pérdidas de presión todas las gotas de diámetro mayor que el máximo pueden dispersarse instantáneamente.

A mayor tiempo de residencia mayor diámetro máximo de la gota de aceite, por lo tanto las gotas tienen mayor tendencia a coalescer.

2.1.3 Coalescencia. Es la unión de pequeñas gotas para formar gotas de mayor tamaño. El proceso de coalescencia en sistemas tratadores de agua depende más del tiempo que de la dispersión. En la dispersión de dos líquidos inmiscibles, una coalescencia inmediata ocurre raramente cuando las gotas colisionan. Si el par de gotas son expuestas a fluctuaciones de presión turbulenta y la energía cinética de oscilación inducida en el par de gotas fusionadas es mayor que la energía de adhesión entre éstas, el contacto se rompería antes que se complete la coalescencia.

Después de un periodo inicial de coalescencia, un tiempo de retención adicional disminuye la capacidad de causar coalescencia de gotas de aceite.

El tiempo necesario para que ocurra la coalescencia está dada como:

$$t = \frac{(dm)_o^4}{2\phi K_s}$$

$(dm)_o$ = Diámetro de la gota de aceite, micrones

ϕ = Fracción en volumen de la fase dispersa aceite

K_s = Constante del sistema

2.1.4 Coagulación-Floculación-Sedimentación Convencional. Las prácticas convencionales de coagulación–floculación-sedimentación son pre- tratamientos esenciales para muchos sistemas de purificación de agua, especialmente los tratamientos de filtración. Estos procesos aglomeran entre sí a los sólidos en suspensión para formar cuerpos de mayor tamaño a fin de que los procesos de

filtración física puedan eliminarlos con mayor facilidad. La eliminación de partículas por medio de estos métodos vuelve mucho más eficaces los procesos de filtración. El proceso a menudo se continúa con la separación por gravedad (sedimentación o flotación) y siempre es seguido por la filtración.

2.1.4.1 Coagulación. La coagulación es la desestabilización de las partículas coloidales causadas por la adición de un reactivo químico llamado coagulante el cual, neutralizando sus cargas electrostáticas, hace que las partículas tiendan a unirse entre sí y la sustancia que se coagula vaya al fondo para su posterior retiro. Un coagulante químico, como sales de hierro, sales de aluminio o polímeros, se agregan al agua fuente para volver fácil la adherencia entre las partículas. Los coagulantes funcionan creando una reacción química y eliminando las cargas negativas que causan que las partículas se repelan entre sí.

Después, la mezcla coagulante-agua fuente se agita lentamente en un proceso que se conoce como floculación. Este agitado del agua induce que las partículas choquen entre sí y se aglutinen para formar grumos o “flóculos” que se pueden eliminar con mayor facilidad.

2.1.4.2 Floculación. La floculación es un proceso químico mediante el cual, con la adición de sustancias denominadas floculantes, se aglutina las sustancias coloidales presentes en el agua, facilitando de esta forma su decantación y posterior filtrado.

Los compuestos que pueden estar presentes en el agua pueden ser:

- Sólidos en suspensión.
- Partículas coloidales (menos de 1 micra).

- Sustancias disueltas.

El proceso de floculación es precedido por la coagulación, por eso muchas veces se habla de los procesos de coagulación-floculación. Estos facilitan la retirada de las sustancias en suspensión y de las partículas coloidales.

La floculación es la aglomeración de partículas desestabilizadas en microfloculos y después en los floculos más grandes que tienden a depositarse en el fondo de los recipientes construidos para este fin, denominados sedimentadores.

Los factores que pueden promover la coagulación-floculación son el gradiente de la velocidad, el tiempo y el pH. El tiempo y el gradiente de velocidad son importantes al aumentar la probabilidad de que las partículas se unan y da más tiempo para que las partículas desciendan, por efecto de la gravedad, y así se acumulen en el fondo. Por otra parte el pH es un factor prominente en acción desestabilizadora de las sustancias coagulantes y floculantes.

2.1.4.3 Flotación. Este proceso mejora la separación de las gotas de aceite de la fase continua agua. Este objetivo es alcanzado por el incremento de la diferencia entre la densidad de los dos fluidos, al saturar el fluido con gas o dispersando en el sistema burbujas de gas, que arrastran a superficie las gotas de aceite. Este proceso disminuye el tiempo de retención en los recipientes.

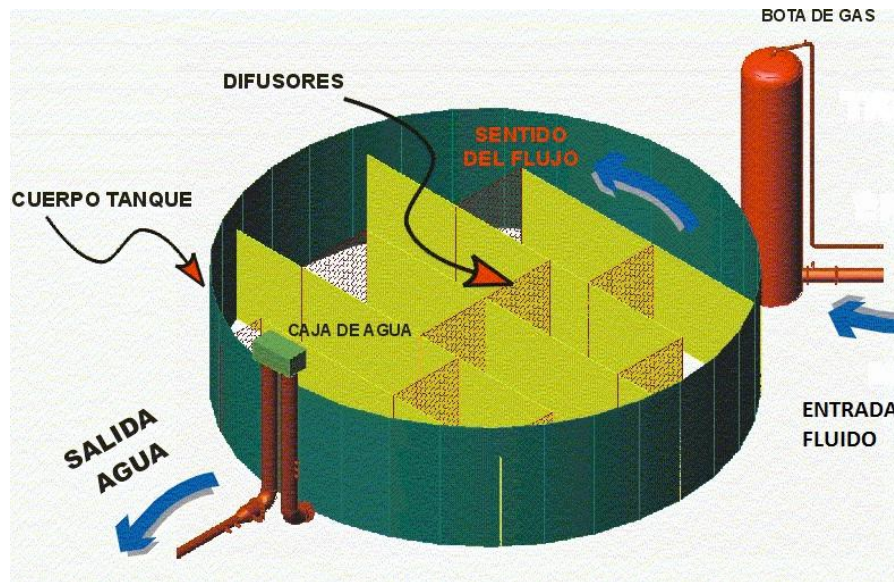
2.2 EQUIPOS PARA EL TRATAMIENTO DE AGUA

A continuación se enuncian los equipos principales usados en el tratamiento de aguas residuales:

2.2.1 Tanque Desnatador o Skim Tank. El equipo más simple de tratamiento primario es un tanque desnatador (ver figura 8). Estas unidades, que pueden ser

a presión o atmosféricas, son diseñadas para proporcionar un alto tiempo de retención durante el cual pueda ocurrir la coalescencia y la separación gravitacional.⁵⁵

Figura 8. Vista Interior del Tanque Desnatador o Skim Tank



Fuente: Galvis Portilla, Yuly Cristina. Estudio de los Procesos de Deshidratación de Crudo y Tratamiento de Aguas de Producción en la Estación PF2 del Campo Caño Limón. 2007.

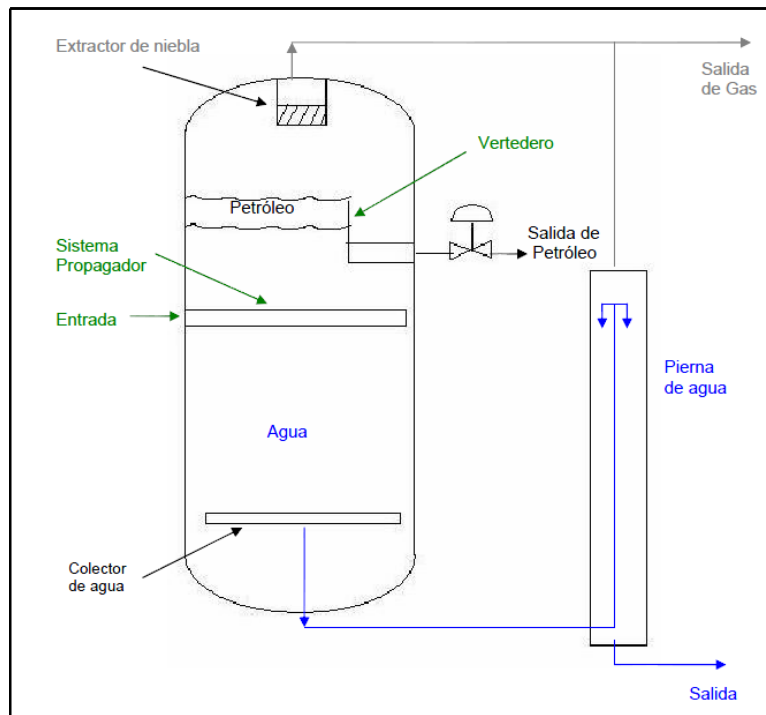
Los desnatadores pueden ser horizontales o verticales. En los verticales (ver figura 9) las gotas de aceite deben ascender en sentido contrario al flujo de agua que es descendente; algunos desnatadores verticales poseen propagadores en la entrada y colectores en la salida para ayudar a la distribución de flujo uniforme.

El flujo entra y pasa a un tubo que lo dirige hacia abajo permitiendo que se liberen pequeñas cantidades de gas. La entrada inferior dirige el flujo a través de la capa de aceite a un sistema propagador para permitir que el agua continúe su flujo hacia abajo con la velocidad uniforme sobre toda la sección del área transversal en el tanque. En esta zona tranquila, entre el propagador y el colector de agua,

⁵⁵ Castro Castell, Martha Rocío. Estado del Arte de Sistemas de Tratamiento de Aguas de Producción en Campos Petroleros, 2004.

puede ocurrir algo de coalescencia y la boyanza de las gotas de aceite causará que estas asciendan contra el flujo del agua. El aceite que se encuentra en la superficie se retira y se recoge en colectores.

Figura 9. Esquema de Tanque Desnatador Vertical.



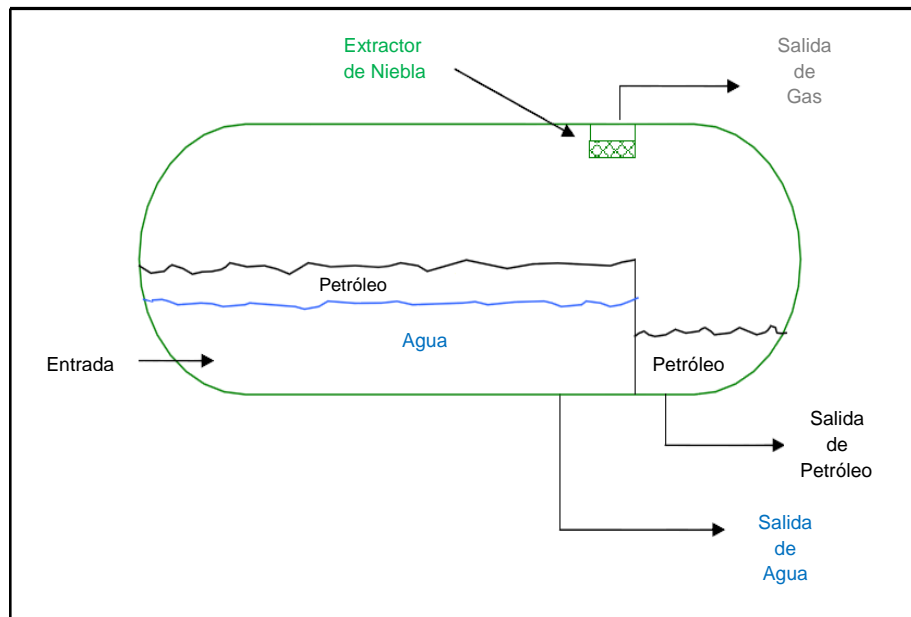
Fuente: Adaptado de: Arnold, Ken y Stewart, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil -Handling Systems and Facilities. Segunda Edición. 1999.

El fluido entra por un costado del tanque cerca de la parte superior del mismo; posteriormente el tubo que conduce el fluido llega hasta el centro del tanque y baja verticalmente hasta cerca del fondo en donde se derivan ciertos cabezales radiales (tubos de 4") perpendiculares al tubo central, que permiten que el agua salga por unas perforaciones difusoras.

En un desnatador horizontal, (ver figura 10) las gotas de aceite suben perpendicularmente al flujo de agua. El flujo fluye a través de una entrada inferior para permitir la separación del gas y llevar el flujo bajo la capa de aceite. El agua

entonces se revuelve y fluye horizontalmente a lo largo del tanque. Se pueden instalar “baffles” para restringir el flujo. En esta sección del tanque las gotas de aceite coalescen y ascienden luego a la superficie donde son capturadas, agrupadas y posteriormente desnatadas sobre el vertedero de aceite. La altura de la espuma de aceite puede ser controlada por un control de interfase.

Figura 10. Esquema de Tanque Desnatador Horizontal.



Fuente: Adaptado de: Arnold, Ken y Stewart, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil -Handling Systems and Facilities. Segunda Edición. 1999.

Los tanques horizontales son más eficientes para el tratamiento de agua porque las gotas de aceite no tienen que fluir contra la corriente de flujo del agua. Sin embargo los verticales se usan donde se presente lo siguiente:

- Donde se necesita manejar arena y sólidos: Esto puede hacerse en tanques verticales con desagües o drenajes de arena en el fondo del mismo; sin embargo, estos drenajes en tanques horizontales no han sido satisfactorios.

- Donde se experimenta movimiento de líquidos: Las cámaras verticales son menos susceptibles a que se produzcan cierres en los niveles altos debido al movimiento de líquidos. Las olas y ondas internas que surgen en los tanques horizontales pueden dispersarse e igualar el nivel flotante, aunque el volumen de líquido entre en nivel de operación normal y el nivel alto de cierre sea igual o mayor que el de un tanque vertical.

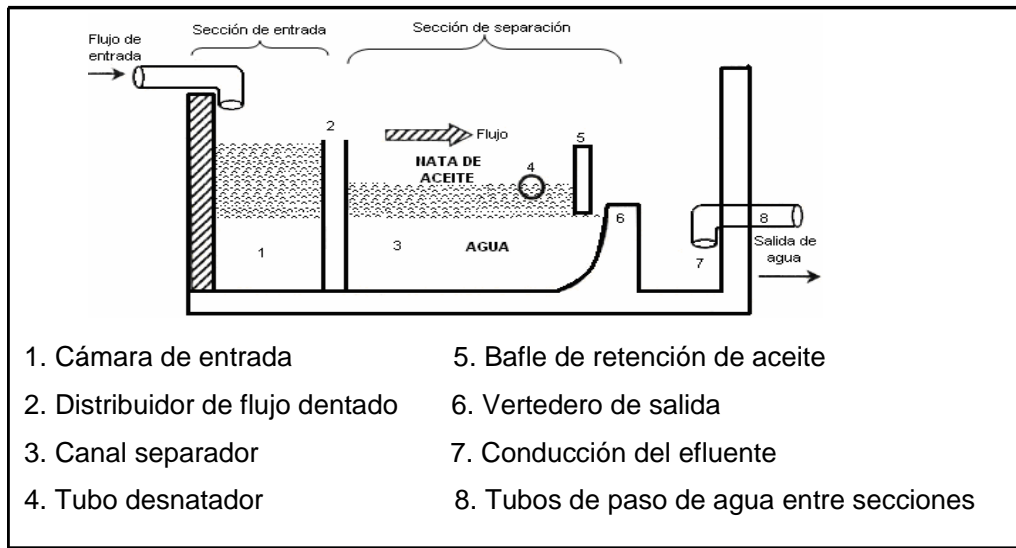
2.2.2 Caja API o Separador API. Este equipo es una piscina o alberca expuesta a la atmósfera la cual internamente presenta una serie de compartimientos. Su función es la de recuperar al máximo el aceite proveniente de los drenajes, reboses y disparos de las PSV (pressure safety valve), además de algunos de los equipos presentes en la batería. Su principio de operación se basa en el tiempo de asentamiento y la diferencia entre las densidades del agua y el aceite.

En este tipo de dispositivos el fluido entra al sistema descargado por un tubo con codo descendente, pasando luego a la sección de separación en donde se le da un tiempo de residencia que le permite a las gotas de aceite coalescer y flotar para su posterior remoción (ver figura11). El aceite, una vez acumulado en forma de nata o pequeña capa, es recolectado mediante una canaleta tubular y luego es conducido a un tanque recolector de aceite. En este tanque se tiene instalada una bomba electrosumergible que automáticamente transfiere periódicamente el aceite acumulado a los tratadores y/o Gun Barrel. El agua que se asienta en el fondo del separador API es transferida por medio de unos tubos ubicados en la parte inferior del recipiente hacia piscinas aledañas o cualquier otro elemento de recuperación secundaria.

- Sección de entrada: Compartimiento en donde disminuye el caudal, se remueven sólidos y se disminuye la carga a la sección de separación.

- Sección de separación: Cámara conformada por una serie de conductos de entrada, dispositivos de distribución de flujo, canal desnatador, baffles de retención y colectores de aceite.

Figura 11. Secciones del Separador API



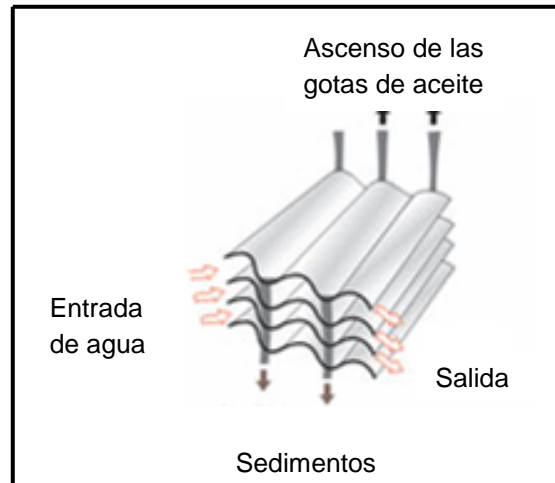
Fuente: Landazábal Pinzón, Gustavo A., Infante Moreno, Marlon R. Definición de Estándares Operacionales para el Tratamiento de Aguas Residuales, 2007.

Entre algunas de las características que presenta la caja API se puede encontrar la modificación del nivel de los vertederos o la extensión del compartimiento de la cámara de separación. Generalmente fabricado en acero al carbón A-36 con fondo plano.

2.2.3 Platinas Coalescedoras. Las placas paralelas son disponibles en módulos que se pueden adaptar generalmente a un separador convencional sin modificaciones estructurales importantes. Sin el equipo mecánico de remoción de los sedimentos, adaptar platos paralelos puede no ser práctico, dado que la remoción manual de sedimentos puede requerir el retiro del paquete de placas del separador en intervalos regulares, la figura 12 muestra el arreglo de un paquete de platos corrugados.

En teoría, los módulos de placas paralelas pueden mejorar el funcionamiento de dos maneras:

Figura 12. Paquete de Platos Corrugados



Fuente: Adaptado de: Patton, C. Water Sampling and Analysis. Applied Water Technology. 1986.

- Proporcionan un aumento en el área superficial horizontal del separador.
- Crean una distribución más uniforme, características de flujo menos turbulento, proporcionando condiciones más favorables para la separación del aceite libre.

La adaptación de módulos de placas paralelas en un separador existente puede acomodarse para flujos más altos, o disminuir la salida de aceite bajo las mismas condiciones de flujo. El espaciamiento entre platos y el ángulo de la placa son críticos para el apropiado funcionamiento del paquete de placas. La información requerida de los separadores existentes para ser adaptados incluye la geometría existente del separador, niveles de agua de lavado, calidad del influente, gravedad específica de las fases agua/aceite dadas a la temperatura de diseño y la calidad del efluente deseada.

Entre las más comunes se encuentran:

PPI: Interceptor de platinas paralelas.

CPI: Interceptor de placas corrugadas.

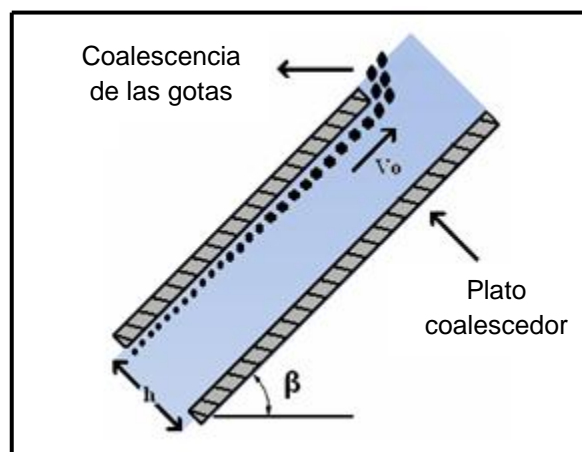
CFD: Separador de flujo transversal.

Donde estas placas se pueden implementar tanto como elementos de optimización primarios en Oil Skimmer, como elementos independientes en procesos de recuperación primaria y secundaria.

2.2.4 Interceptor de Platinas Paralelas. Los separadores de placas paralelas son teóricamente capaces de remover partículas más pequeñas de aceite libre que los separadores de aceite convencionales, pero ellos todavía no pueden remover los aceites emulsionados o disueltos.

La figura 13 muestra el esquema del plato coalescedor.

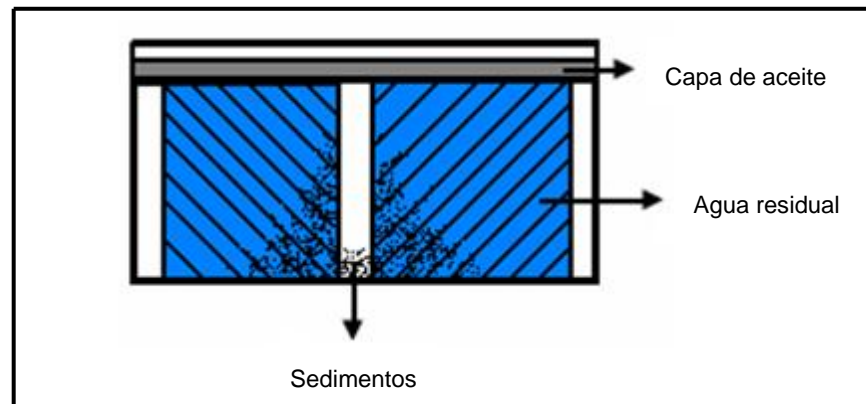
Figura 13. Plato Coalescedor



Fuente: Adaptado de: Arnold, Ken y Stewart, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil -Handling Systems and Facilities. Tercera Edición. 2008.

Básicamente consta de una serie de paquetes de platinas planas paralelas que son colocadas a lo largo del eje longitudinal del oil skimmer o caja API, soportados por baffles o láminas perforadas, que genera un camino laberíntico forzando a las gotas de aceite a unirse y ascender fácilmente para posteriormente vertir la nata formada en el colector.

Figura 14. Corte Transversal de un Desnatador



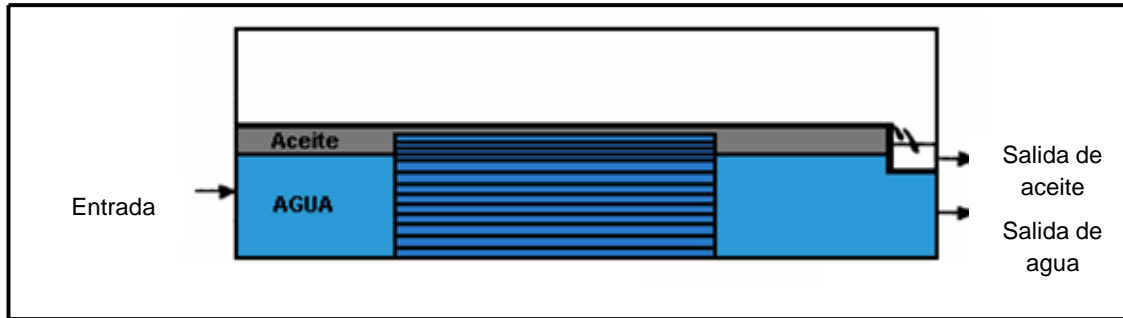
Fuente: Adaptado de: Arnold, Ken y Stewart, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil -Handling Systems and Facilities. Tercera Edición. 2008.

Si el flujo es perpendicular al eje de las placas, un corte transversal al tanque ó recipiente desnatador, (ver figura 14) permite observar como este comportamiento forma una especie de “V” a lo largo del equipo.

Dado que los módulos de las placas paralelas los provee generalmente un vendedor, es recomendable hacer que éste optimice el diseño de acuerdo con las configuraciones particulares de placas estándar, principalmente si es una garantía de funcionamiento requerido para la unidad.

La figura 15 muestra el corte longitudinal del interceptor de platinas paralelas.

Figura 15. Vista Longitudinal del Paquete PPI en un Separador API



Fuente: Adaptado de: Arnold, Ken y Stewart, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil -Handling Systems and Facilities. Tercera Edición. 2008.

2.2.5 Interceptor de Placas Corrugadas. Es la unidad más comúnmente usada en “off shore” para el tratamiento de aguas residuales, y por lo general la más eficiente cuando no se requiere trabajar a presión por posibles problemas de arrastre de gas, además que representa un refinamiento del interceptor de platinas pero que ocupa menos espacio para remover el mismo tamaño de partícula y además tiene el beneficio de hacer más fácil el manejo de sedimentos.

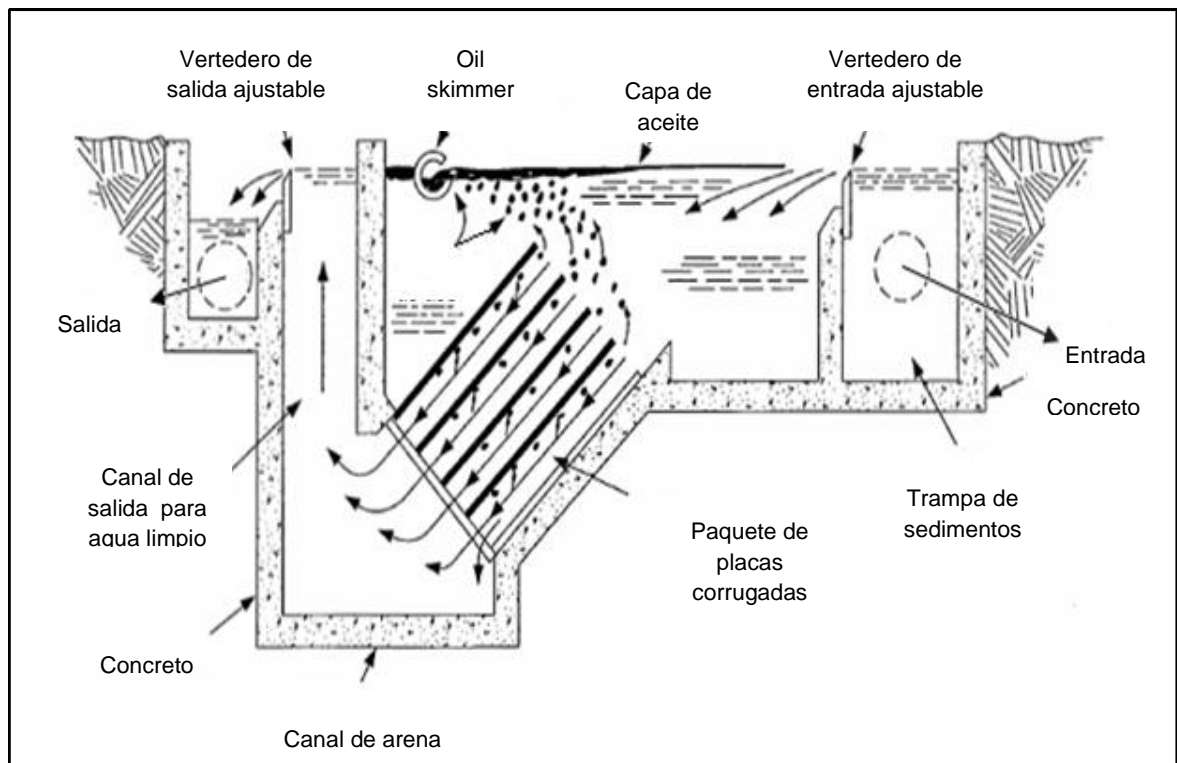
El eje de las corrugaciones, similares a un tejado, es paralelo a la dirección de flujo, con una inclinación estándar de 45° por donde el agua es forzada a fluir hacia abajo y así poder remover las partículas de aceite presentes en el agua. Las gotas de aceite ascienden en sentido contrario al flujo de agua y se concentran en el tope de cada corrugación formando una capa en la superficie. Cuando el aceite alcanza el último paquete de platos se recoge en un canal y se lleva a la interface agua – aceite, como se muestra en la figura 16.

Experimentalmente se ha observado que la arena humedecida con aceite se adhiere a la platina cuando tiene una inclinación de 45° , por lo tanto tiende a taponarse. Para esta situación en particular, es recomendado aumentar el ángulo de inclinación desde 45° hasta 60° , según las especificaciones.

Si se prevé una producción de arena o sedimentos significativa, ésta puede ser removida antes de que el agua residual entre al paquete de platinas, evitando así una posible obstrucción. Se debe mantener el flujo laminar en el plato coalescente para un óptimo asentamiento de arena.

Además, los platos colectores de arena instalados en el fondo del recipiente causan turbulencia, disminuyendo la eficiencia del tratamiento y ellos mismos están sujetos a taponamiento.

Figura 16. Paquete de Placas Corrugadas Instalado en una Caja API

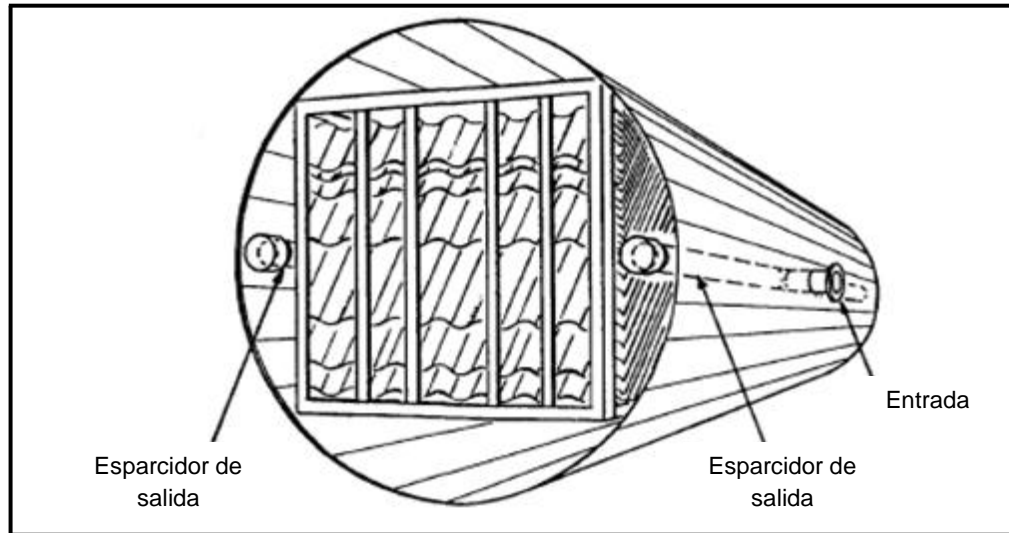


Fuente: Adaptado de: "Monographs on Refinery Environmental Control, Management of water Discharges. API Publicación 421". 2001.

2.2.6 Separadores de Flujo Transversal. Modificación del CPI, en el cual el flujo de agua es perpendicular al eje de las corrugaciones de la placa. Permite a los platos estar convenientemente instalados a un ángulo mayor a 45°, para facilitar

la remoción de sedimentos en un recipiente presurizado, proporcionando un control del potencial de gas presente en el equipo (ver figura 17).

Figura 17. Esquema de un Separador de Flujo Transversal.

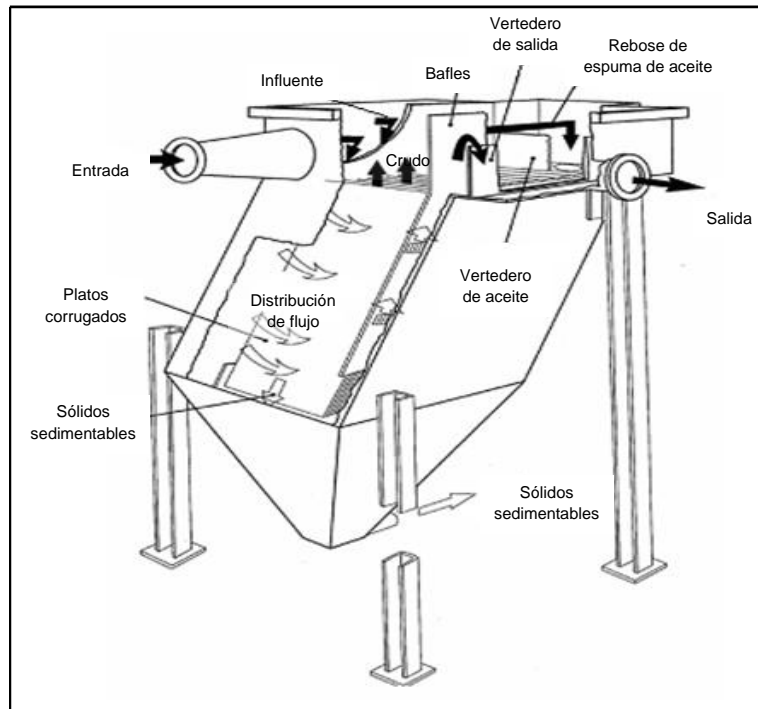


Fuente: Aguirre A., Eduardo. Facilidades de Superficie en la Industria Petrolera. 2005.

Estos dispositivos pueden ubicarse ya sea en recipientes a presión vertical u horizontal. En recipientes horizontales se requiere un menor ángulo de inclinación, dado que la distancia que recorre la partícula de aceite desde el fondo hasta la superficie es menor comparada con un skimmer vertical.

En general, los interceptores de placas corrugadas son más económicos y eficientes para la remoción de aceite que los de flujo transversal. No obstante, el flujo transversal debería considerarse cuando se requiere el uso de recipientes a presión y se espera agua con mucho contenido de sólidos; en la figura 18 se observa el esquema de un separador de flujo transversal.

Figura 18. Separador de Flujo Transversal.



Fuente: Adaptado de: Monographs on Refinery Environmental Control, Management of water Discharges. API Publicación 421. 2001.

2.2.7 Paquetes de Tubería en Serpentin (S.P. PACKS). Los paquetes de tubería en serpentin son diseñados básicamente para generar turbulencia al interior del separador, generalmente son instalados en elementos de segregación gravitacional primarios, tales como los recipientes y los tanques desnatadores. Consta de una serie de tubos en forma de espiral a través del cual el flujo de agua es forzado a pasar, permitiendo así a las gotas de aceite presentes en el agua agruparse y ascender a superficie de una forma más eficiente.

Como en todo sistema de separación primaria, la presencia de sólidos puede generar problemas de eficiencia por taponamiento, y abrasión en los equipos. De la misma forma, en estos elementos de optimización también ocurre y es necesario asegurarse que estos inconvenientes no se presentarán diseñando un mismo diámetro a la entrada y a la salida del paquete de tubería en serpentin.

Son muy efectivos al implementarse en sistemas de tratamiento primario ya que éstos son diseñados para incrementar la distribución en el tamaño de la gota de aceite, mediante el crecimiento o la coalescencia, llevándola hasta un diámetro máximo de 1.000 μm , haciendo más fácil la remoción.

2.2.8 Unidades de Flotación. Las unidades de flotación son los únicos equipos de tratamiento de agua residual cuyo principio de separación se fundamenta en el arrastre por gas de las partículas de aceite, aunque también ocurre la separación gravitacional, pero en menor proporción. Las unidades de la flotación emplean un proceso en el cual pequeñas burbujas de gas son generadas y dispersadas en el agua, donde hacen contacto con las gotas del aceite y partículas sólidas. Las burbujas de gas incrementan la diferencia de densidades y ayudan a las gotas de aceite a ascender rápidamente a superficie para su posterior recolección. Coagulantes, polielectrólitos, o desémulsificantes son agregados para optimizar el funcionamiento del equipo.

Figura 19. Unidad de Flotación Tipo Gas Disuelto



Fuente: www.environmental-expert.com

Se pueden encontrar dos clases de unidades de flotación diferenciándose por el método de producción de burbujas de gas en el agua residual, tales como:

- Unidades de flotación por gas disuelto (ver figura 19).
- Unidades de flotación por gas disperso

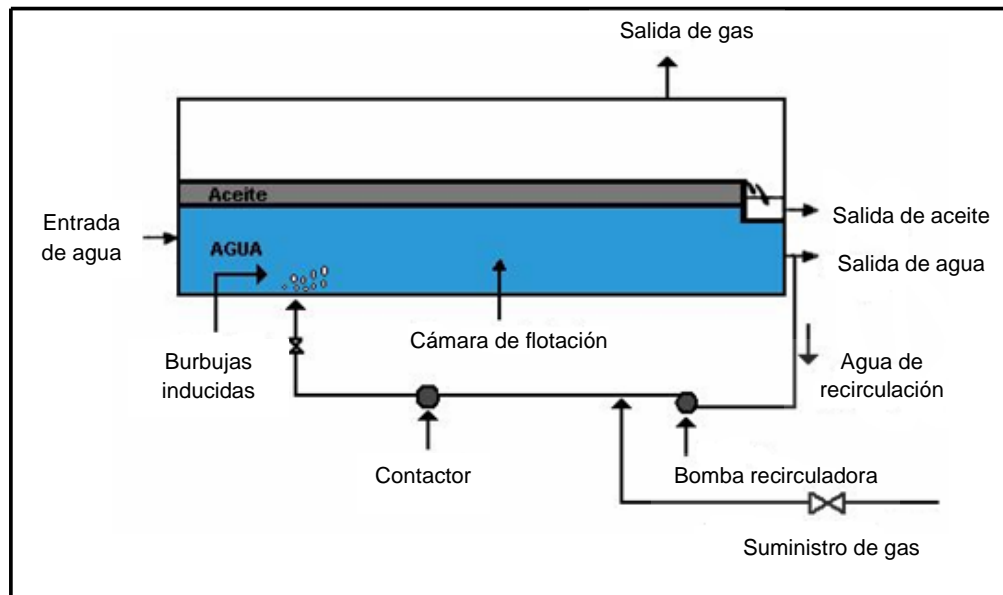
Cabe resaltar, que las unidades de flotación son sistemas de tratamiento secundario.

2.2.8.1 Unidades de Flotación por Gas Disuelto. El agua residual entra al recipiente y a medida que el influente pasa a través de la entrada, éste impacta contra una platina desviadora tan pronto entra a la primera de las cuatro celdas activas, cuya función es la de evitar un flujo turbulento a la entrada del dispositivo.

En este sistema (ver figura 20) se toma parte del agua que ha sido tratada, se satura con gas mediante un contactor (que trabaja a mayor presión) y luego es inyectada al equipo. Al entrar al recipiente el gas disuelto en el agua recirculada se rompe formando pequeñas burbujas que hacen contacto con el aceite, el cual es arrastrado hasta superficie formando una capa de espuma que es removida posteriormente.

Este tipo de unidades han resultado útiles en operaciones de refinería, donde el aire se ha utilizado de la misma forma que el gas para la saturación del fluido y se dispone de un espacio lo suficientemente grande. Si el fluido es inyectado a una formación, se debe evitar la presencia de oxígeno en el aire. Aunque, resulta más práctico el uso de gas natural dado que no se lleva a cabo la remoción del oxígeno. Es indispensable la instalación de una unidad de venteo o sistemas de recolección de gas.

Figura 20. Esquema de Unidad de Flotación Tipo Gas Disuelto



Fuente: Adaptado de: Smith Vernon, H. Oil and Gas Separators. Petroleum Engineering Handbook. 2001.

Las limitaciones de las unidades de flotación tipo gas disuelto son:

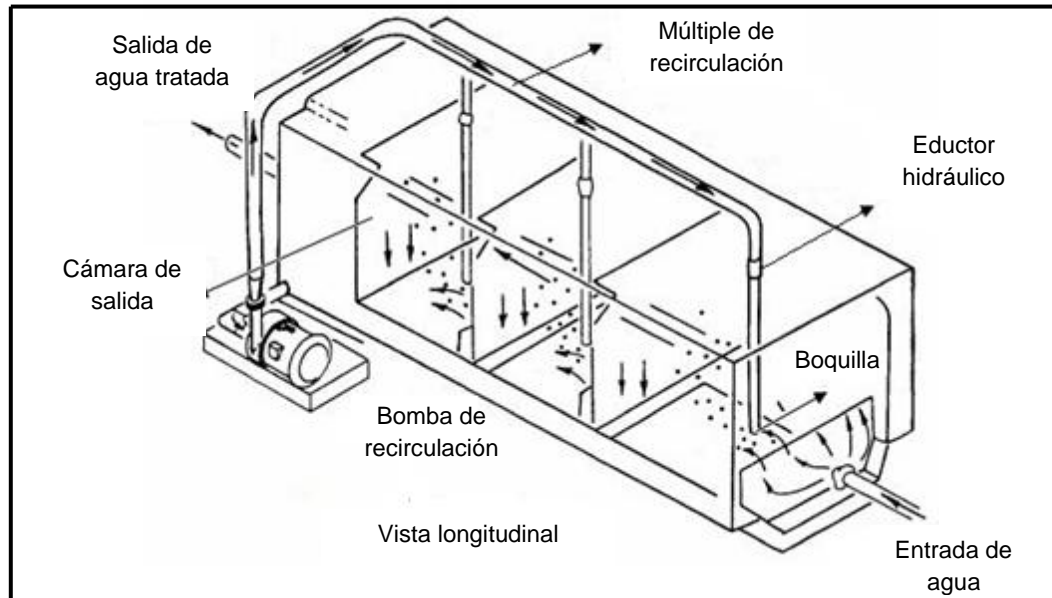
1. Ocupan grandes espacios y son más pesadas, impidiendo su uso en costa afuera.
2. En algunas instalaciones no se cuenta con unidades de recuperación del vapor, impidiendo así, la recirculación del mismo.

Se ha observado en la práctica que las unidades de flotación tipo gas disuelto son más efectivas que las unidades de flotación tipo gas disperso al instalar un propagador de flujo, porque de esta forma proporcionan una mejor distribución de las burbujas en el recipiente.

2.2.8.2 Unidades de Flotación por Gas Disperso. En estas unidades, como mecanismo de producción de burbujas se puede utilizar un eductor para saturar el agua residual y una boquilla para inducir las burbujas (ver figura 21), o en su

defecto, un rotor mecánico que agita la corriente de agua en la cámara para facilitar la dispersión de las burbujas.

Figura 21. Unidad de Flotación Tipo Gas Disperso con Eductor Hidráulico



Fuente: Adaptado de: Smith Vernon, H. Oil and Gas Separators. Petroleum Engineering Handbook. 2001.

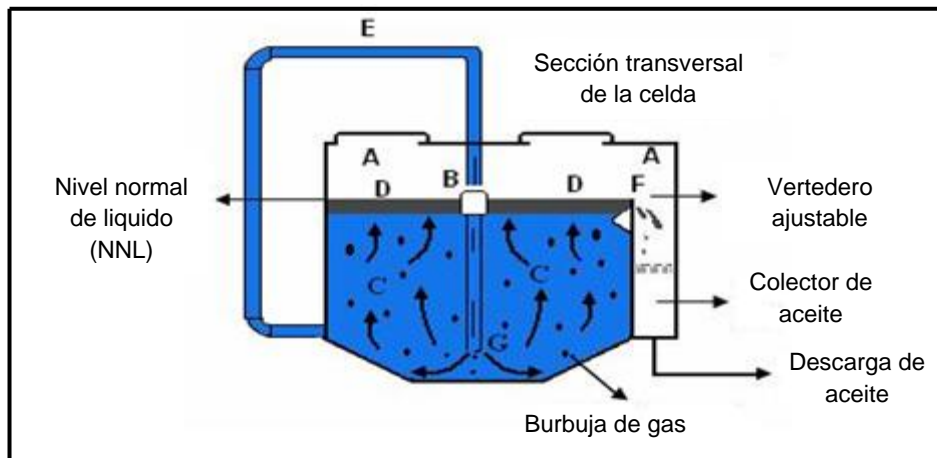
Las burbujas generadas en este tipo de unidades son de mayor tamaño que las generadas en las unidades de flotación tipo gas disuelto, dado que no se encuentran en solución con el fluido y el ascenso de las burbujas a superficie será más rápido, ocasionando así un tiempo de residencia menor.

2.2.8.3 Unidades de Flotación por Gas Disperso con Eductor Hidráulico.

Básicamente, el dispositivo (ver figura. 22) sustrae agua tratada de la cámara de salida de la unidad, la cual es llevada hacia el múltiple de recirculación y saturada con gas mediante un eductor (B) que toma el gas de la sección de vapor (A), luego es inyectada a cada uno de los compartimientos del sistema para optimizar la operación. Las burbujas inducidas se rompen al salir de la boquilla (G) dispersándose en el volumen total para luego arrastrar las partículas de aceite

disueltas en el agua hasta superficie formando una nata de aceite en forma de espuma (D), fenómeno que se conoce como flotación (C). Por rebose, la capa de aceite es vertida hacia el colector (F) para luego ser removida.

Figura 22. Celda de una Unidad de Flotación tipo Gas Disperso con Eductor Hidráulico

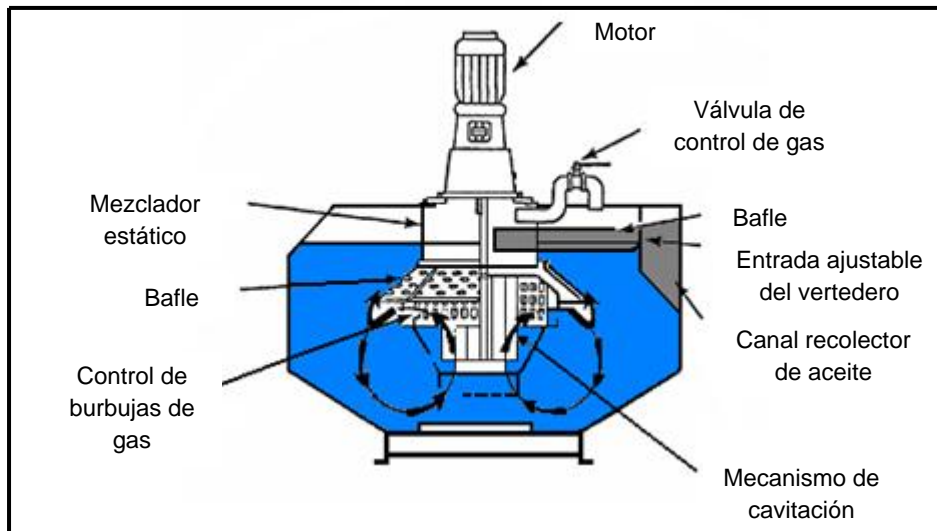


Fuente: Adaptado de: Mokhatab, Saeid. y Poe, William A. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing. 2006.

Generalmente, cuando el agua residual es tratada en unidades de flotación tipo gas disperso, el diseño en serie consta de una, tres o cuatro celdas. Valores típicos menores a $10\text{ft}^3/\text{bbl}$ de la relación gas/agua son tomados como criterios de diseño. Las unidades de flotación tipo gas disperso con rotor mecánico requieren mayor energía y gas que las unidades con eductor hidráulico.

2.2.8.4 Unidades de Flotación por Gas Disperso con Rotor Mecánico. En este tipo de unidades, el rotor mecánico hace que el agua fluya como se muestra en la figura 23, las flechas se mueven generando remolinos y vacío dentro del flujo circular. Las cubiertas aseguran que el gas se disperse y sea arrastrado con el agua.

Figura 23. Sección Transversal de una Celda de una Unidad de Flotación Tipo Gas Disperso con Rotor Mecánico



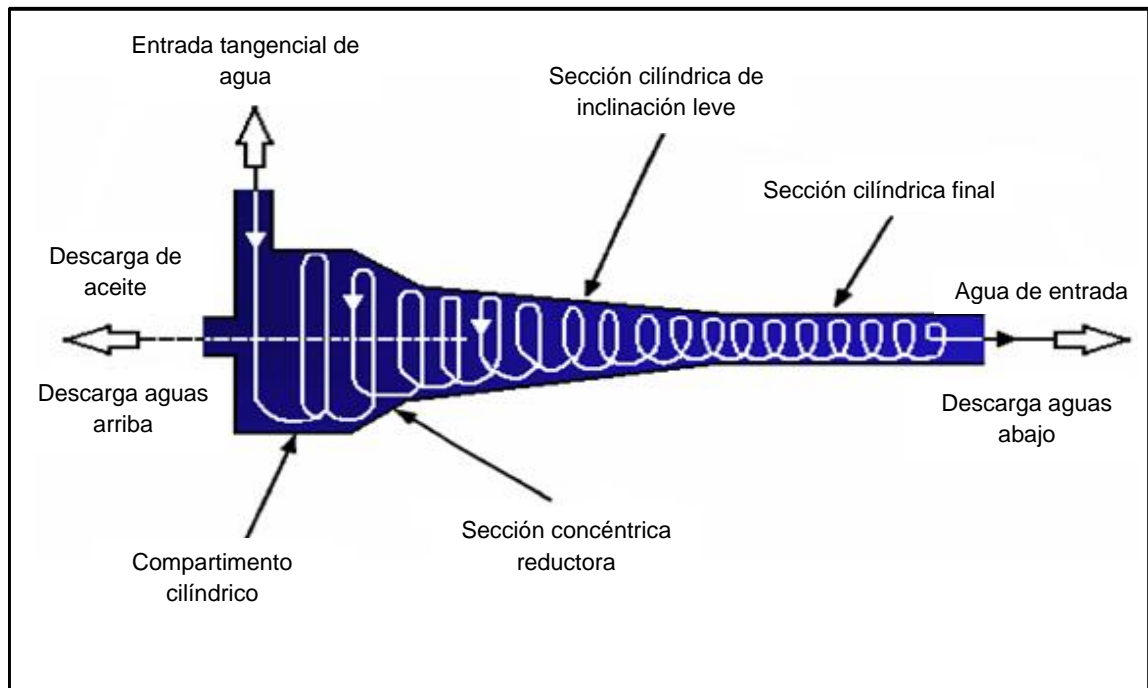
Fuente: Adaptado de: Mokhatab, Saeid. y Poe, William A. Handbook of Natural Gas Transmission and Processing. 2006.

Las burbujas arrastran partículas de aceite hacia superficie, allí chocan con un baffle colocado en la tapa que conduce la espuma al colector para luego ser removida.

2.2.9 Hidrociclones. Este tipo de unidades utiliza la fuerza centrífuga para remover las gotas de aceite presentes en el agua (ver figura 24). El flujo entra al compartimiento de forma tangencial creando un remolino de alta velocidad, en el cual las gotas de aceite coalescen y fluyen en contracorriente. A medida que el fluido pasa a través de las secciones concéntricas de reducción (alto grado de inclinación) y decreciente (con ángulo de inclinación leve), se produce un incremento en la velocidad. Luego, el fluido ingresa a una sección cilíndrica donde el caudal se mantiene constante. Las partículas de mayor tamaño son separadas en la sección decreciente, mientras que las partículas más pequeñas, son removidas en la sección final. Las partículas de aceite al tener menor densidad son arrastradas por la fuerza centrífuga hacia la zona de baja presión generada

en el centro del cilindro, en donde fluyen en dirección contraria al flujo. El aceite es removido a través de un puerto de diámetro pequeño ubicado en la cabeza del hidrociclón, mientras que el agua sale por la parte baja del equipo.

Figura 24. Hidrociclòn



Fuente: Castro Castell, Martha Rocío. Estado del Arte de Sistemas de Tratamiento de Aguas de Producción en Campos Petroleros. 2004.

Los hidrociclones estáticos requieren una presión mínima de 100 psi para generar las velocidades requeridas. Algunos equipos son diseñados para operar a presiones más bajas, pero éstos no son tan eficientes como los que operan a altas presiones. Los hidrociclones pueden remover partículas de aceite de diámetros entre 5 y 15 μm ⁵⁶.

⁵⁶ Arnold, Ken y Stewart, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil -Handling Systems and Facilities. Primera Edición. 1999.

El funcionamiento es influenciado principalmente por la relación de descarga de aceite y la relación de caída de presión (PDR), además también es afectado por el tamaño de la gota de aceite y la concentración de aceite a la entrada, la diferencia de gravedades específicas y la temperatura a la entrada. Temperaturas mayores a 80°F generan mejores resultados. La relación de descarga de aceite se refiere a la razón entre la salida de aceite y el fluido total de entrada. Generalmente, la relación de descarga se encuentra entre 1 y 3%. Esta relación es también proporcional al PDR. La operación por debajo de éste rango da lugar a bajas eficiencias de remoción y por encima aunque no influye en la remoción de aceite, es necesario recircular mayor cantidad de fluido a través de la facilidad. El PDR se refiere a la relación entre la caída de presión a la entrada del fluido y la salida de descarga de aceite, y la caída de presión entre la entrada del fluido y la salida del agua. Usualmente se requiere un PDR entre 1,4 y 2,0.

Para cálculos de diseño se asume una remoción de aceite del 90%, aunque en la práctica este resultado no se presenta.

Los hidrociclones son excelentes dispositivos coalescedores, funcionan como un elemento de tratamiento primario seguido por un skimmer.

Entre algunas ventajas de los hidrociclones estáticos se encuentran:

- No poseen partes móviles, por lo tanto no se requiere mayor atención a la operación y mantenimiento.
- Diseño compacto, reduce requisitos de peso y espacio comparados con las unidades de flotación.
- Son estables al movimiento.

- Su diseño modular permite manejar volúmenes mayores de flujo.
- Costos de operación más bajos comparados con las unidades de flotación.

Las desventajas incluyen la necesidad de instalar una bomba si el aceite entra a la unidad a una presión por debajo de la presión mínima de operación y la tendencia del puerto de descarga a taponarse con arena y/o escamas. La arena en el agua producida causará la erosión de los conos e incrementará los costos de operación.

2.2.10 Piscinas para el Tratamiento de Aguas. Generalmente, son elementos diseñados para el tratamiento secundario del agua residual con el objetivo de proporcionar un tiempo de retención relativamente grande comparado con los demás equipos. Estas se pueden clasificar según su profundidad en:

2.2.10.1 Piscinas Aeróbicas. Lagunas en las cuales los microorganismos oxidan la materia orgánica aprovechando el oxígeno disuelto presente en el agua. La profundidad oscila entre 0,5 y 1 m, permitiendo el paso de la luz solar a través del cuerpo de agua, y así favorecer el crecimiento de algas por acción de la fotosíntesis, las cuales generan grandes cantidades de oxígeno.

2.2.10.2 Piscinas Anaeróbicas. Lagunas con profundidades entre 2,0 y 4,0 m, donde los microorganismos toman el oxígeno de sulfatos y nitratos presentes en el agua para producir CO₂, por lo tanto, este tipo de lagunas permite una alta concentración de contaminantes sin contenido de oxígeno disuelto a diferencia de las piscinas aeróbicas.

2.2.10.3 Piscinas Facultativas. Lagunas con características aeróbicas y anaeróbicas simultáneamente, en las cuales los microorganismos se mantienen en condiciones aeróbicas en superficie y anaeróbicas en el fondo de la piscina. La

profundidad oscila entre 1,0 y 2,0 m. Comúnmente, este tipo de piscinas son usadas en la industria petrolera implementando sistemas de aireadores.

Las piscinas para el tratamiento de aguas residuales tienen como objeto:

- Preservar de la flora y la fauna al remover el contenido de aceite y otros contaminantes (DBO y DQO) que inciden de forma negativa en el agua receptora.
- Incrementar y/o mantener los niveles de oxígeno disuelto en el agua residual.
- Reducir en la concentración de compuestos aromáticos, fenólicos y metales.
- Estabilizar las condiciones de pH.

De acuerdo al fenómeno que predomine en la piscina para el tratamiento de agua, éstas se pueden clasificar en:

2.2.11 Piscinas de Sedimentación. Se basa en la separación gravitacional, y al igual que en algunos sistemas de tratamiento primario se encuentran expuestos a la atmósfera para reducir la concentración de aceite soluble por efecto de la presión, disminuir la temperatura y remover H_2S y CO_2 al permitirse la aireación del agua. Además, genera el asentamiento de los sólidos suspendidos e inicia el proceso de oxidación.

Es indispensable el uso de clarificante en estas unidades para la precipitación de sólidos, dependiendo del tamaño y la composición se usa uno u otro compuesto.

En la industria petrolera el sulfato de aluminio es conocido como el mejor clarificante.

Algunos aspectos a tener en cuenta en este tipo de unidades:

- Es necesaria la disponibilidad de grandes extensiones de tierra.
- El ambiente puede influir en su desempeño. Existen elementos que pueden evaporarse o degradarse con el sol e influir positiva o negativamente dependiendo si la concentración del contaminante aumenta o disminuye.
- Además, la lluvia ayuda a la oxigenación.
- La separación por gravedad de grasas y aceites comúnmente no es óptima.
- Cuando la oxigenación no es la adecuada se recomienda el uso de aireadores mecánicos y biofiltros.

2.2.12 Piscinas de Oxidación. La optimización de este tipo de unidades se lleva a cabo mediante aireadores, los cuales oxigenan el agua residual permitiendo la reproducción de microorganismos para la oxidación de materia orgánica, de tal forma que el material resultante poseerá mayor densidad y se depositará, esto implica que se presentará una disminución de la carga orgánica contaminante (DBO, DQO, aceite y fenoles, entre otros). Además, disminuye la temperatura del Agua que va a ser vertida. Útil cuando las concentraciones de materia orgánica son muy altas y la biodegradación no es óptima bajo condiciones normales.

En la tabla 2 se describe un resumen con las diferentes tecnologías y métodos de tratamiento del agua, esta incluye los descritos en el capítulo y otros más complejos; incluye ventajas y desventajas, así como los campos de aplicabilidad para cada uno.

Tabla 2. Ventajas, Desventajas y Aplicaciones de los Métodos de Tratamiento.

Tratamiento	Descripción	Ventajas	Desventajas	Flujo de residuos	Aplicaciones del agua para el petróleo y gas producido.
Remoción de aceite					
Separador de platos corrugados	Separación de aceite libre de agua por gravedad, los efectos se mejorarán mediante la floculación en la superficie de platos corrugados	No requiere de energía, más barato y eficaz para la remoción de aceite y sólidos suspendidos, sin partes móviles, esta tecnología es robusta y resistente a las averías en el campo.	La ineficacia para el tratamiento en presencia de partículas finas de aceite, alto tiempo de retención, y mantenimiento constante.	Suspensión de partículas en agua en la parte inferior del separador.	La recuperación de petróleo a partir de emulsiones o de agua con alto contenido de
Centrifugadora	Separación de aceite libre de agua, bajo fuerza centrífuga generada por los giros del	Eliminación eficaz de pequeñas partículas de aceite y de sólidos en suspensión,	Altos requerimientos de energía para los giros en la centrifuga, elevado costo de mantenimiento.	Suspensión de partículas en agua como pre-tratamiento de residuos.	

Tratamiento	Descripción	Ventajas	Desventajas	Flujo de residuos	Aplicaciones del agua para el petróleo y gas producido.
	cilindro.	menor tiempo de retención.			aceite antes de la descarga. El agua de producción puede contener el aceite y grasa en exceso hasta de 1,000 mg / L.
Hidrociclón	Separación de aceite libre bajo la fuerza centrífuga generada por la entrada tangencial de la presión en el flujo de afluentes.	Los módulos compactos, ofrecen una mayor eficiencia y rendimiento en la eliminación de las pequeñas partículas de aceite.	Mayor energía necesaria para la presurización en la entrada del hidrociclón, no separa sólidos en suspensión, incrustaciones, mayor costo de mantenimiento.		
Flotación por Gas	las partículas de aceite se adhieren a las burbujas del gas inducido y flotan en la superficie	Ninguna pieza móvil, mayor eficiencia por coalescencia, fácil operación, robusto y duradero	Generación de gran cantidad de aire, mayor tiempo de retención para la separación, desnatamiento del volumen	Reducción del volumen, grumos de petróleo	
Extracción	Extracción de aceite libre	No requiere energía, fácil	Uso de disolvente, extracción y	Residuos de la regeneración del	La remoción de aceite proveniente del agua con

Tratamiento	Descripción	Ventajas	Desventajas	Flujo de residuos	Aplicaciones del agua para el petróleo y gas producido.
	o disuelto en disolventes de hidrocarburos más ligeros	operación, remueve petróleo disuelto	manipulación, regeneración del disolvente	disolvente	bajo contenido de aceite y grasa (<1.000 mg / L) o la eliminación de grumos de aceite y la grasa antes de ingresar a la membrana. Las reservas de petróleo y gas natural por lo general contienen pequeñas cantidades de hidrocarburos líquidos. El gas natural biogénico CBNG, puede no contener líquido en el yacimiento, pero cuando se bombea a la superficie, el agua toma lubricantes líquidos provenientes de las bombas.
ozono / peróxido de hidrógeno / oxígeno	Los oxidantes fuertes son los encargados de oxidar los contaminantes solubles y eliminarlos en forma de precipitación	Funcionamiento sencillo, eficaz como tratamiento primario de los componentes solubles	Suministro in situ del oxidante, separación del precipitado subproducto CO2 etc.	Precipitación de sólidos en forma de suspensión	
Adsorción	Los medios porosos adsorben los contaminantes de la corriente influente	Lecho empacado, módulos compactos, más baratos y eficientes	Emplean medios adsorbentes, regeneración de residuos		
Tratamiento	Descripción	Ventajas	Desventajas	Flujo de residuos	Aplicaciones del agua para el

Tratamiento	Descripción	Ventajas	Desventajas	Flujo de residuos	Aplicaciones del agua para el petróleo y gas producido.
					petróleo y gas producido.
Desinfección					
luz UV / ozono	La luz UV o el ozono producen iones hidroxilos los cuales matan microbios	Funcionamiento sencillo limpia y desinfecta eficientemente	Suministro in situ de ozono, otros contaminantes reducen la eficiencia	Pequeños volúmenes de partículas en suspensión se evidencian en el final del tratamiento	Los microbios pueden existir en el yacimiento como tal o se pueden introducir durante la producción y tratamientos de agua. Es indispensable desinfectar para proteger la potabilidad o para evitar el ensuciamiento del yacimiento, tuberías, y equipo de superficie.
Cloración	el cloro reacciona con el agua para producir ácido hipocloroso el cual que aniquila la vida microbiana	el método más sencillo y económico	No elimina a todos los tipos de microbios		
Desalinización					
Ablandamiento con cal	Adición de cal para eliminar carbonatos, bicarbonatos dureza, etc.	Económico, accesible, se puede modificar	Adición de sustancias químicas, se debe realizar un post-tratamiento	Uso químico y precipitado de residuos	

Tratamiento	Descripción	Ventajas	Desventajas	Flujo de residuos	Aplicaciones del agua para el petróleo y gas producido.
Intercambio iónico	Las sales disueltas o minerales están ionizados y son removidos mediante el intercambio iónico	Baja energía requerida, regeneración continua de resina, eficaz, el tratamiento móvil	El pre y post tratamiento requieren de una alta eficiencia, produce concentrado de efluentes	Regeneración química	Estas tecnologías generalmente requieren menos energía y pre-tratamientos que las tecnologías de membranas. Adecuando las aguas producidas tendrán TDS valores entre 10.000 y 1.000 mg/L. Algunos de los tratamientos consisten en remover los aceites y grasas contaminantes
Electrodiálisis	Sales ionizadas atraen y enfocan los electrodos de carga opuesta que pasan a través de las membranas donde se produce el intercambio iónico	Tecnologías limpias, sin adición de productos químicos, el tratamiento es móvil, no requiere pre tratamiento	Menos eficientes con alta concentración de afluentes, requieren una membrana regeneradora	Regeneración de residuos	
	Electrodiálisis	Remoción de	Regeneración de las	La regeneración de	

Tratamiento	Descripción	Ventajas	Desventajas	Flujo de residuos	Aplicaciones del agua para el petróleo y gas producido.
Electro-deionización	mejorada debido a la presencia de resinas de intercambio iónico entre las membranas de intercambio iónico	especies débilmente ionizados, alta tasa de extracción, tratamiento móvil	resinas de intercambio iónico, se debe realizar un pre/post-tratamiento	los residuos, y su filtrado en la etapa post-tratamiento	
Deionización capacitiva	Las sales ionizadas son adsorbidas por los electrodos de carga opuesta	Bajo consumo de energía, mayor eficiencia	Elevado costo de los electrodos	Regeneración de residuos	
Activación electroquímica	El agua ionizada reacciona con el ion cloruro para producir clorito el cual aniquila la vida microbiana	En forma simultanea remueve la sal y promueve la eliminación microbiana	Elevado costo de los electrodos	Regeneración de residuos	

Tratamiento	Descripción	Ventajas	Desventajas	Flujo de residuos	Aplicaciones del agua para el petróleo y gas producido.
Evaporación rápida de pulverización	Se inyecta agua caliente a una gran velocidad, esta evapora el agua que puede condensarse para obtener agua tratada	Agua tratada de alta calidad, mayor eficiencia de conversión	Requiere una alta energía para calentar el aire que se emplea, él requiere manejo de sólidos	Genera residuos en forma de lodos en el extremo de la evaporación	
Tratamiento	Descripción	Ventajas	Desventajas	Flujo de residuos	Aplicaciones del agua para el petróleo y gas producido.
Tratamiento de Membranas					
Microfiltración	La membrana elimina las micro-partículas del agua bajo una presión aplicada	Mayor recuperación de agua dulce, módulos compactos	Requiere alta energía, baja eficiencia para las sales divalentes, monovalentes, virus, etc		La eliminación de la traza aceite y grasa, microbios, compuestos orgánicos solubles, sales divalentes, ácidos, y contaminantes pueden ser el blanco de la

Tratamiento	Descripción	Ventajas	Desventajas	Flujo de residuos	Aplicaciones del agua para el petróleo y gas producido.
Ultrafiltración	La membrana elimina las ultra-partículas del agua bajo una presión aplicada	Mayor recuperación de agua dulce, módulos compactos, elimina virus y sustancias orgánicas etc.	Alta energía, ensuciamiento de la membrana, compuestos con bajo peso molecular, sales, etc.	Residuos concentrados debido al lavado de la membrana durante la limpieza, se concentra flujo de la operación de filtración	selección de la membrana.
Nanofiltración	La tecnología de separación de membrana elimina las especies microbianas que van entre ultrafiltración y RO	Remueve compuestos con bajo peso molecular, dureza y la eliminación de las sales divalentes, módulo compacto	Requiere alta energía, poco eficiente para las sales monovalentes, ensuciamiento de la membrana		

Tratamiento	Descripción	Ventajas	Desventajas	Flujo de residuos	Aplicaciones del agua para el petróleo y gas producido.
Osmosis inversa	Agua pura es extraída del agua contaminada bajo una presión diferencial	Remueve las sales monovalentes, los contaminantes disueltos etc, módulos compactos	Requiere una alta presión, incluso pequeñas cantidades de aceite y grasa puede causar ensuciamiento de la membrana		La eliminación de cloruro de sodio, otras sales monovalentes, y otros compuestos orgánicos. Algunas especies orgánicas pueden requerir un tratamiento previo. Si bien los costos de energía aumentan con la con la relación TDS , RO es capaz de eliminar eficazmente las sales en exceso de 10,000 mg / L.

Fuente: Arthur, J. Daniel. Technical Summary of Oil and Gas Produced. Water Treatment Technologies. 2005

3. DESCRIPCIÓN DE ESTRATEGIAS PARA MANEJO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

El agua de producción fue considerada durante mucho tiempo como un subproducto en la industria petrolera, que acarreaba múltiples inconvenientes. Este concepto ha venido cambiando desde hace más de una década, hacia considerarla como una fuente para suplir múltiples necesidades tanto de la operación como del entorno físico de un proyecto. En la actualidad el agua de producción es tratada mediante sofisticados sistemas que varían según el destino que se le tiene previsto; es así como se puede emplear como una fuente para recuperación de crudo (recuperación secundaria), lo cual hace que el factor de recobro en un yacimiento aumente en cierto porcentaje; puede inyectarse en alguna formación aledaña al yacimiento con el fin de ser utilizada a futuro; o incluso puede disponerse para determinadas actividades circundantes a la operación como agricultura o ganadería. A nivel industrial también es bastante común utilizarla para refrigerar las torres generadoras de energía, entre otras, antes de considerarla como alternativa su descarga en afluentes naturales. El tratamiento y disposición del agua de producción representa una amplia responsabilidad administrativa para los operadores de campos petroleros, ya que deben considerar de forma equilibrada tanto costos, como requerimientos ambientales y gubernamentales.

En términos generales se pueden clasificar con claridad tres tipos de escenarios para el manejo del agua de producción, según las necesidades de operación y las limitaciones medioambientales existentes. Estas son: ⁵⁷

- Reducción del volumen de agua que se produce. Reciclaje: consiste en reinyectar el agua para suplir necesidades de producción u operación Descarga o disposición externa.

⁵⁷ Viana, Javier. Guía para la Disposición y el tratamiento de Agua Producida, ARPEL, 2009.

La tabla 3 muestra las posibles técnicas y usos para distintas opciones de disposición del agua de producción.

Tabla 3. Clasificación de los Usos del Agua.

Opción		Posibles Técnicas/Usos
Reducción del Volumen		Reducción del volumen de agua que invade el pozo, cierre de pozos productores, cementación, dispositivos mecánicos de bloqueo, geles, separación en fondo del pozo (DOWS, DGWS), separación en el subsuelo.
Reciclado		Reinyección de agua para suplir necesidades de producción dentro y fuera de sitio PWRI-WF, además como método de recobro (EOR), mantenimiento de presión (PWRI).
Reutilización	En sitio	Perforación, completamiento, fracturamiento, limpieza y uso doméstico.
	Fuera de sitio	Agricultura, ganadería, industrial, actividades recreativas, entre otras.
Reinyección en subsuelo		Yacimiento, almacenamiento y disposición para uso futuro.
Descarga		Océanos, ríos, lagos, evaporación

Fuente: Modificado de Nabzar, Lahcen. Water in Fuel Production Oil Production and Refining. 2011.

Como ya se mencionó el agua de producción es ahora tratada como un recurso que suple las necesidades en distintos escenarios, por tanto es más complejo el manejo que se le puede dar. Esto conlleva a involucrar diferentes parámetros y características específicas en cada etapa del proceso de gestión de la misma.

En el presente capítulo se mostrarán las diversas alternativas formuladas en la literatura para disponer de este recurso, se describirán de forma general los

parámetros más relevantes a considerar en cada escenario y se ilustrarán a manera de ejemplo algunos casos específicos en los que se ha realizado su implementación en un campo petrolero. Esta información permitirá deducir los elementos básicos para formular en el siguiente capítulo una metodología conceptual para valorar comparativamente las diferentes alternativas y permitir identificar en términos generales cual (es) debe (n) considerarse para implementar en un campo.

3.1 ESTRATEGIAS PARA EVITAR O REDUCIR LA PRODUCCIÓN DE AGUA.

Con el fin de mitigar el problema que causa la excesiva producción de agua en la explotación de yacimientos de hidrocarburos, se debe recurrir en primera instancia a prácticas y métodos que permitan tener la máxima reducción posible del agua en superficie.

El manejo del agua de producción ha sido un proceso importante en la industria de los hidrocarburos, se estima que alrededor de 210 millones de barriles de agua son producidos diariamente junto con 75 millones de barriles de crudo (11,9 millones de m³) en todo el mundo. Consecuentemente en esta industria se han desarrollado técnicas para evitar o minimizar la producción de agua, entre las cuales se encuentran algunos dispositivos mecánicos y tratamientos químicos.⁵⁸

A continuación se describen diversas alternativas para restringir y/o el volumen de agua que se lleva a superficie. Estas van desde el cierre de pozos, zonas productoras (por diferentes medios) o incluso la incorporación de equipos especializados para su separación y reinyección inmediata.

En algunos campos, se puede optar sencillamente por el cierre de pozos con cortes de agua críticos o por zonas de producción que la generan. El éxito depende, en

⁵⁸ A., Joseph and J.A., Ajenka. A Review of Water Shutoff Treatment Strategies in Oil Fields. SPE 136969, 2010.

gran parte, de la causa de la producción de agua. Los problemas de cementación se pueden reparar, las fajas de alta productividad (permeabilidad) se pueden aislar (a veces), etc., y cada pozo productor de agua debe ser investigado para determinar si tiene un problema mecánico que puede ser reparado, alguna zona peculiar del yacimiento que pueda ser aislada, o si la producción de agua es simplemente parte de la progresión natural de la vida del pozo. Además, aún en el mejor de los casos son sólo una solución temporal al problema de la producción de agua. Cada caso se deberá evaluar en detalle, basado en sus propios méritos, y se deberá seguir adelante si aparenta tener una posibilidad razonable de éxito.⁵⁹

3.1.1 Cierre de Pozos Productores de Agua. Mediante análisis de producción, es posible identificar y cerrar aquellos pozos que producen las cantidades más elevadas de agua y mantener los niveles de producción de crudo con otros pozos (limpios). En estos casos deberá asignarse una prioridad para asegurar que el aumento en los niveles de producción con los pozos buenos no produzca un daño permanente (por ejemplo, conificación de agua) al yacimiento y una reducción de la recuperación total del petróleo in situ. Se debe recalcar que, en la mayoría de los casos, el cierre de pozos solo reducirá la producción de agua en forma temporal, el descenso continuo del nivel del yacimiento y el movimiento del contacto petróleo-agua resultarán eventualmente (o quizás rápidamente) en que los pozos limpios comiencen a producir agua y en la necesidad de aumentar la producción en aquellos pozos que ya tienen un corte de agua significativo.⁶⁰

3.1.2 Cementación. Este es un proceso que consiste en mezclar cemento seco y ciertos aditivos con agua, para formar una lechada que es bombeada al pozo a

⁵⁹ R. S., Seright and R. S., Lane. A Strategy for Attacking Excess Water Production. SPE 70067, 2001.

⁶⁰ Yan, Xue and Yang, Anping. Comparing Rigless Water- Cut Reduction Methods. SPE 106789, 2007.

través de la sarta de revestimiento y colocarlo en el espacio anular entre el hueco y el diámetro externo del revestidor.⁶¹

El volumen a bombear es predeterminado para alcanzar las zonas críticas (alrededor del fondo de la zapata, espacio anular, formación permeable, hoyo desnudo, etc.). Luego se deja fraguar y endurecer, formando una barrera permanente e impermeable al movimiento de fluidos detrás del revestidor.

Entre los propósitos principales de la cementación se pueden mencionar los siguientes:

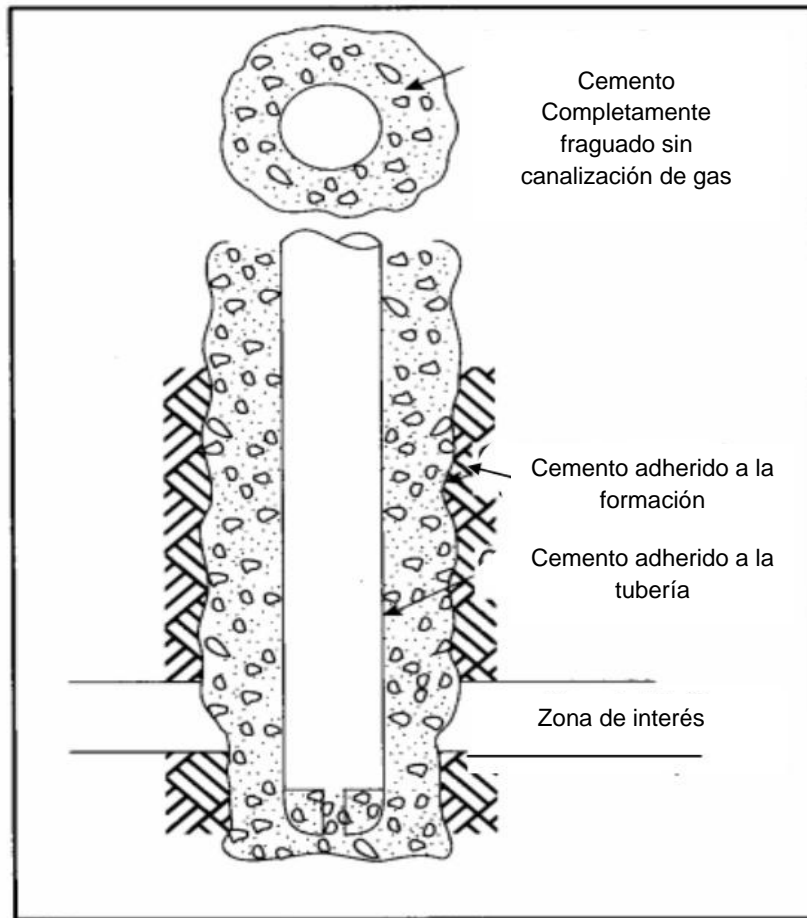
- Proteger y asegurar la tubería de revestimiento en el hoyo.
- Aislar zonas de diferentes fluidos.
- Aislar zonas de agua superficial y evitar la contaminación de las mismas por el fluido de perforación o por los fluidos del pozo.
- Evitar o resolver problemas de pérdida de circulación y pega de tuberías durante la perforación.
- Reparar pozos por problemas de canalización de fluidos.
- Reparar fugas en el revestidor.⁶²

⁶¹ Farooqui, M. A. and Rufaie, Al. Rigless Techniques Enhance the Effectiveness and Economics of Water Shut-Off Treatments. SPE 39511, 1998.

⁶² Hua, Yangjian and Shiqing Lei. Water Shut-Off Technology of Cement Slurry of Oil Well. SPE 97542, 2000.

Existen varios tipos de cementación, como la cementación primaria, la cual se realiza al cementar los revestidores del pozo (conductor, superficial, intermedio, producción, etc.) durante la perforación (figura 25).

Figura 25. Cementación primaria



Fuente: Chen, Dajan and Huang, Huiyuan. Study on Permeable Fine Cement Special Oil and Gas Reservoirs. SPE 77973. 2005.

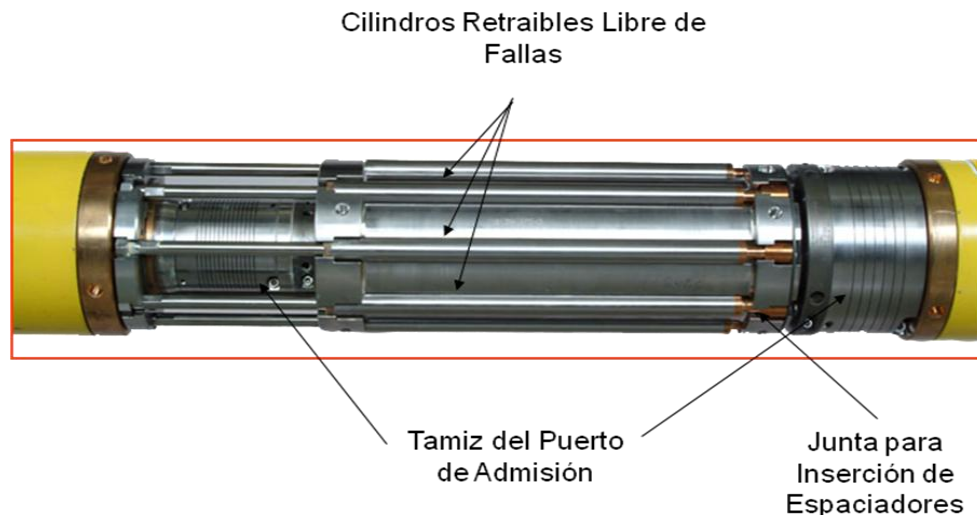
3.1.2.1 Cementación Forzada, Secundaria o Remedial “Squeeze”, proceso que consiste en inyectar cemento a presión a través de disparos o ranuras en la tubería de revestimiento al espacio anular. El propósito de esta técnica es corregir una mala cementación primaria detectada por medio del respectivo registro eléctrico para control de la calidad de cementación.

La aplicación de la cementación secundaria se ha incrementado considerablemente en los últimos años, debido a que se tiene un mejor entendimiento de la mecánica de fractura de la roca y de las propiedades de filtrado de las lechadas de cemento.⁶³

3.1.3 Dispositivos mecánicos de bloqueo. Dispositivos empleados para bloquear las fugas en la tubería o el agua fluente entre la tubería y el pozo; entre los dispositivos más comunes se encuentran:

3.1.3.1 Tapones de Estrangulamiento (Straddle Packer). Ha sido desarrollado para posibilitar trabajos de estimulación en distintas formaciones (ácidas, fracturas), aislamiento de zonas y para el control del agua; esta herramienta permite realizarlas en forma secuencial sin tener que cambiar la misma por cada zona a intervenir, disminuyendo de esta manera los tiempos de utilización de equipos (figura 26).⁶⁴

Figura 26. Straddle Packer.



Fuente: Halliburton.

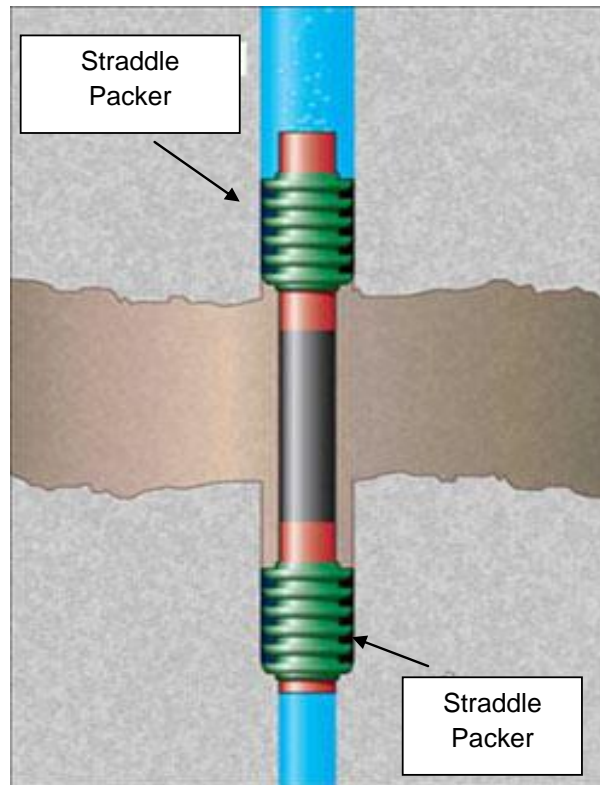
⁶³ Makki, A. and Zubail, Al. Rigless Water Shut-Off Experience in Offshore Saudi Arabia. SPE 81443, 2003.

⁶⁴ Broas, J. M. Water Production Management Successful Application of Expandable Technology SPE 81489. 2005.

Ventajas y aplicaciones

- Menos sensitivo a algunos tipos de rugosidad
- Buen desempeño en rocas de baja permeabilidad
- Geometría de flujo radial, análisis convencional de las curvas para aplicaciones de pruebas de presión
- Pruebas de inyektividad
- Sellado múltiple de bridas sobre una longitud adecuada para asegurar una buena zona de sellado.
- Múltiples anillos de refuerzo ayudan a formar un sello más seguro y más fuerte.
- Trae consigo una funda de plástico de vinilo la cual es impermeable a la mayoría de las sustancias químicas encontradas en el suelo, roca, agua, permanentemente se encuentra adherida a un tubo de PVC, acero, o por orden especial de acero inoxidable.
- Se encuentra biselada en la parte inferior de la bomba para facilitar su remoción.
- Disponible en una amplia variedad de tamaños y longitudes para materiales como lo son: PVC y el acero, además soporta temperaturas hasta de 140°C (figura 27).

Figura 27. Bloqueo de Zona de Agua.



Fuente: Tope, Tunde and Kayade, Ayeni. Applications of Through Tubing Water Shutoff-SPDC West Experience. SPE 111904, 2007.

3.1.3.2 Elastómeros Hinchables

Son polímeros que poseen cadenas con mucha libertad de movimiento molecular (flexibilidad), presentan un estado como elástico a temperatura ambiente, es decir son capaces de absorber grandes cantidades de energía en forma de impacto, y recuperarse sin mostrar deformaciones permanentes, de reticulación débil, capaces de deformarse sin llegar a romperse, insolubles, pero hinchables. Se emplean como una nueva tecnología para repeler el agua. Ajustados alrededor de las camisas de los pozos (también en los conductos internos) estos elastómeros se expanden cuando entran en contacto con el agua más no en el petróleo. Se pueden hinchar dos o tres veces su tamaño original, no permiten el paso del agua pero admiten el

flujo del petróleo. Se ha demostrado que añadir los elastómeros en pozos donde es reciente la etapa de producción, triplica el volumen del petróleo que se produce y logra reducir los niveles del agua de 90 al 20%.⁶⁵

Los componentes del elastómero reaccionan con ciertos fluidos del pozo, lodos de perforación o fluidos de terminación y se pueden expandir hasta 3 veces su volumen de corrida (ver figura 28). Los rangos de expansión y presión diferencial dependen de la temperatura, fluidos de expansión, tiempo, componentes de goma y longitud del sello.

Figura 28. Tiempo de Hinchado para Alcanzar el ID de Sello.



Fuente: TAM INTERNATIONAL. Empacadores inflables e hinchables. Review, 2008.

Características

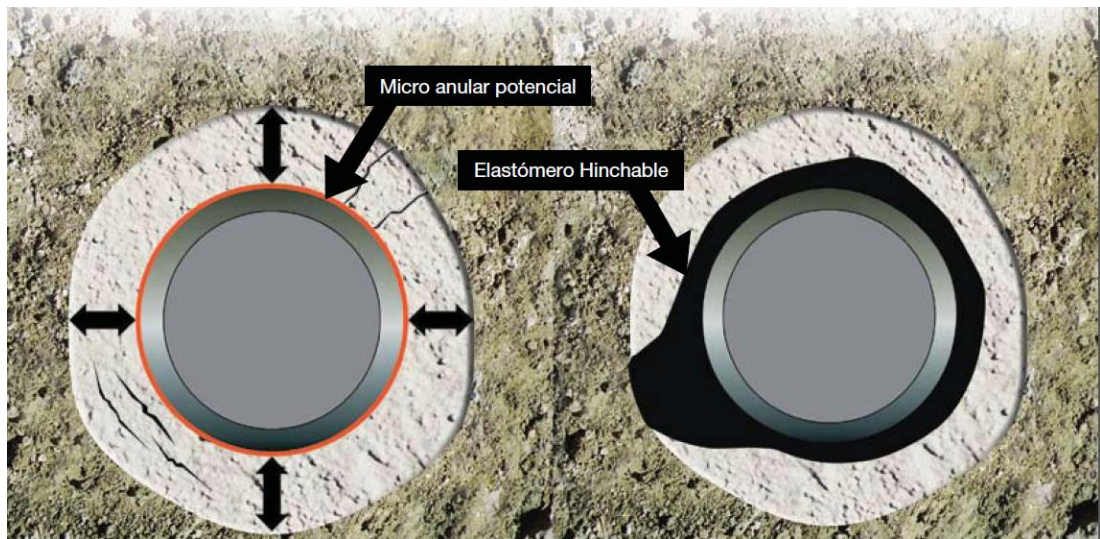
- Se expande de manera automática para proporcionar aislamiento de zona. después de la exposición a fluidos del pozo — base aceite o agua.
- Se integra o se instala en cualquier tubería de revestimiento.

⁶⁵ Braas, J. M. Water Production Management-Successful Application of Expandable Technology. SPE 81489, 2003.

- Longitudes de sellos estándar y personalizados.
- Hasta 200% expansión de volumen útil.

Un elastómero hinchable puede ser utilizado para minimizar el estrés en la interfaz del elastómero/cemento, previniendo así las fallas del cemento. En caso de un micro canal en el anular o en el lodo, como se muestra en la figura 29, este reaccionará con fluido que haga contacto con el elastómero y llene la ruta de flujo. Colocar elastómeros inflables en áreas críticas puede garantizar aislamiento anular a largo plazo.

Figura 29. Minimización del Estrés en la Interfaz del Elastómero/Cemento.



Fuente: TAM INTERNATIONAL. Empacadores inflables e hinchables. Review, 2008.

3.1.3.3 Estrangulador. Es un dispositivo mecánico que se utiliza en los pozos para provocar una restricción al flujo, con objeto de controlar el aporte de agua y arena proveniente de los yacimientos y así evitar problemas superficiales de producción de arena, desgaste de los elementos superficiales y subsuperficiales como arenamiento

del pozo y conificación de agua o gas según el caso. Existen estranguladores de diámetro fijo (positivo) y ajustables (variables).⁶⁶

Generalmente los estranguladores se colocan en la superficie en el árbol de válvulas o en el cabezal recolector a la llegada de cada pozo, pero también se pueden colocar dentro del pozo en la boca del manifold de producción.

Cuando se requiere controlar la tasa de producción de un pozo se debe instalar un reductor de producción en la caja de “choque” que se encuentra en el cabezal del pozo. La reducción brusca del área expuesta al flujo, provocará una alta velocidad de mezcla multifásica a través del orificio del reductor de tal forma que la presión del cabezal no responderá a los cambios de presión en la línea de flujo y en la estación. En otras palabras, la producción del pozo quedará controlada por la presión del cabezal P_{wh} impuesta por el tamaño del reductor instalado.⁶⁷

3.1.4 Barrera Química para el Control de Producción de Agua en el Pozo (Geles). Los geles son polímeros mezclados con un gelificante; son altamente polares lo que les da gran afinidad por el agua y por las superficies de areniscas y calizas. El petróleo y el gas son esencialmente no polares y por tanto pueden fluir prácticamente sin dificultad a través de la zona polimerizada. Mientras la reducción de la permeabilidad al agua es del orden de 90% la del petróleo solo alcanza 10%. La absorción del polímero es casi irreversible haciendo el proceso eficiente por largos periodos de tiempo.⁶⁸

Los polímeros más usados son los tipos policrilamidas, estos polímeros:

- Tienen alto poder viscosificante del agua, especialmente en agua dulce.

⁶⁶ Filippov, A. Expandable Tubular Solutions for Water Shut-Off. SPE 56400, 2002.

⁶⁷ Mahmoud, A. and Macary, Sameh. Factors That Affect the Success of Mechanical Water Shut-Off in Wells. SPE 62891, 2000.

⁶⁸ Kabir, A. H. Chemical Water and Gas Shut-Off Technology-An Overview. SPE 72119, 2007.

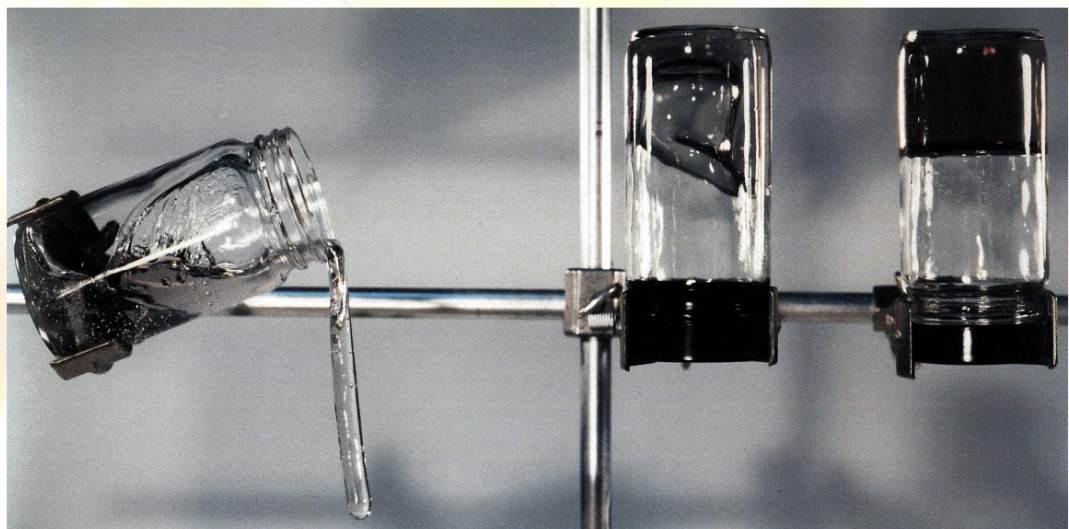
- Reduce considerablemente la permeabilidad al agua cuando se han adsorbido sobre la superficie de la roca.
- Se puede usar en forma convencional sin enlaces cruzados en formaciones uniformes y con enlaces cruzados en yacimientos heterogéneos, de alta viscosidad y permeabilidad y en yacimientos fracturados

Estos pueden ser inyectados a la formación con dos objetivos y características diferentes:

a) Geles de alta viscosidad u obturantes (figura 30), principalmente aplicados para mitigar los efectos de las heterogeneidades en proyectos de recuperación secundaria en yacimientos que presentan alta canalización de agua.

b) Geles de baja viscosidad, comúnmente utilizados para mejorar la eficiencia volumétrica en la matriz heterogénea de la roca, antes de la irrupción del agua o, como complemento, después de los tratamientos con geles obturantes.

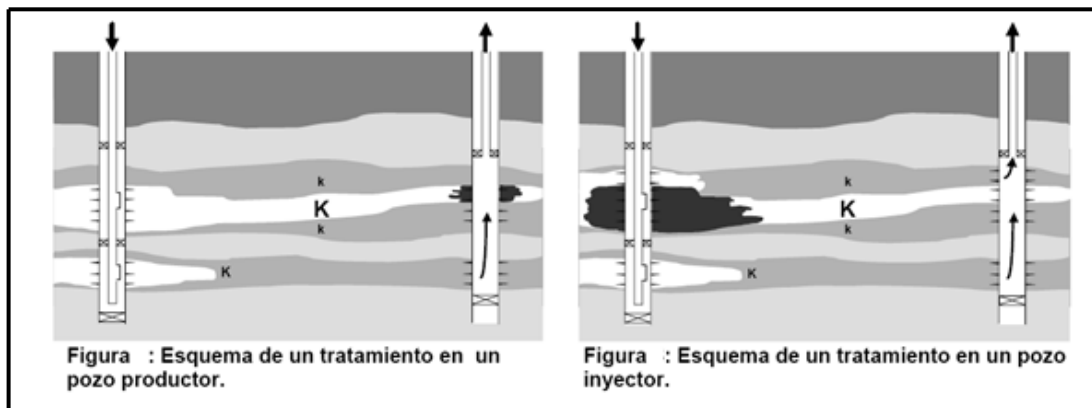
Figura 30. Distintas Formulaciones de Geles.



Fuente: Tiorco, Inc. Tecnologías para la recuperación mejorada de petróleo y control de agua 2009.

La inyección de geles busca taponar una canalización de agua, lo que se traduce en gradientes de presión favorables para mejorar la eficiencia areal de inyección ver figura 31, (imagen izquierda). Si el tratamiento se efectúa en un pozo inyector, con baja eficiencia de distribución vertical, se podrá corregir el perfil de inyectividad. Esta corrección traerá aparejado un aumento de eficiencia areal de las capas que comenzarán a recibir inyección de agua (imagen derecha).

Figura 31. Empleo de Gel para Taponar una Canalización de Agua de un Pozo Productor/Inyector.



Fuente: Romero, Robert. Mis blogs, yacimientos II. Septiembre del 2009.

<http://robertyaci.blogspot.com/2009/11/geles-el-agua-es-el-fluido-mas.html>

El hecho de que sea posible inyectar geles en volúmenes de cientos o miles de barriles incrementa las posibilidades de que, después de cierto tiempo la inyección contacte partes no barridas del reservorio y aumente la recuperación de hidrocarburos, generalmente con este método se puede:

- Modificar la permeabilidad en las zonas vecinas del pozo y en profundidad en zonas con altas saturaciones de agua y alta permeabilidad.
- Taponar las zonas de alta producción de agua en pozos productores.

- Reducir la permeabilidad de las zonas “ladronas” en pozos inyectoros, mejorando la eficiencia volumétrica, aumentando de esta manera el factor de recobro de petróleo.

Parámetros para la selección de pozos candidatos para ser tratados con geles⁶⁹:

Productores:

- a) Alta relación agua petróleo, lo cual indicaría deficiencias en el barrido por agua.
- b) Acuífero de fondo.
- c) Pozos que operan con gas-lift, a fin de evitar el costo de pulling y alquiler de herramientas.
- d) Pozos que perdieron producción primaria.

Inyectoros:

- a) Pozos con antecedentes de pobre distribución vertical de la inyección.
- b) Pobre Factor de Recobro (comparado con el pronóstico y/o otros patrones).
- c) Baja eficiencia de recuperación secundaria en la malla.
- d) Baja presión de inyección.

Aplicaciones a Nivel Mundial de Inyección de Geles. Los proyectos de inyección de geles deberían implementarse tempranamente en los pozos productores

⁶⁹ Tiorco, Inc. Tecnologías para la recuperación mejorada de petróleo y control de agua 2009.

canalizados y el caso de inyectores, cuando la acuatización haya alcanzado a dos o más pozos de una malla, ya que la demora en la ejecución de estos proyectos solo podría contribuir negativamente, aumentando los costos operativos (mayor consumo de energía y productos químicos por el alto caudal de líquido) e impidiendo que la eficiencia de barrido alcance un valor razonable.

Entre algunos resultados de la aplicación de geles en Patagonia al sur de Argentina es que se pueden obtener una recuperación final de 783 Mbbl a 30 años o 962 Mbbl en igual período de tiempo, la reducción de permeabilidad oscila entre un rango de 50 a 75%, presumiblemente, el gel se ha alojado en las zonas más permeables.⁷⁰ Este rango podrá variar en función de la concentración utilizada, mientras que la distribución del tratamiento en las capas será función de la permeabilidad, de la presión y de la saturación de agua. Puede esperarse menor espesor contactado y más elevadas permeabilidades taponadas cuanto menor sea el régimen de inyección. Esto implicará un menor volumen de tratamiento para un costo operativo dado. En pozos productores la inyección se debe realizar al menor régimen esto es necesario para evitar producir daño a los niveles que deberían quedar en producción. En el caso de pozos inyectores, también se requiere un bajo caudal de inyección, siempre teniendo en cuenta de no superar el gradiente de fractura de la formación. En general no hay un método exacto que permita establecer cuál será el volumen y concentración que deberán aplicarse tanto en inyectores como productores. En pozos inyectores, el tratamiento deberá ser suficientemente grande para minimizar la posibilidad de canalización de agua que podría circular en proximidades del banco generado para terminar retomando las vías de la canalización existente, por lo que puede decirse que los tratamientos en pozos

⁷⁰ Dalrymple, Dwyann and Eoff, Larry. Shallow Penetration Particle-Gel System for Water and Gas Shut-Off Applications. SPE 114886. 2008.

inyectores pueden tener un volumen entre 5 y 15 veces más del que debería aplicarse en un pozo productor de la misma formación.⁷¹

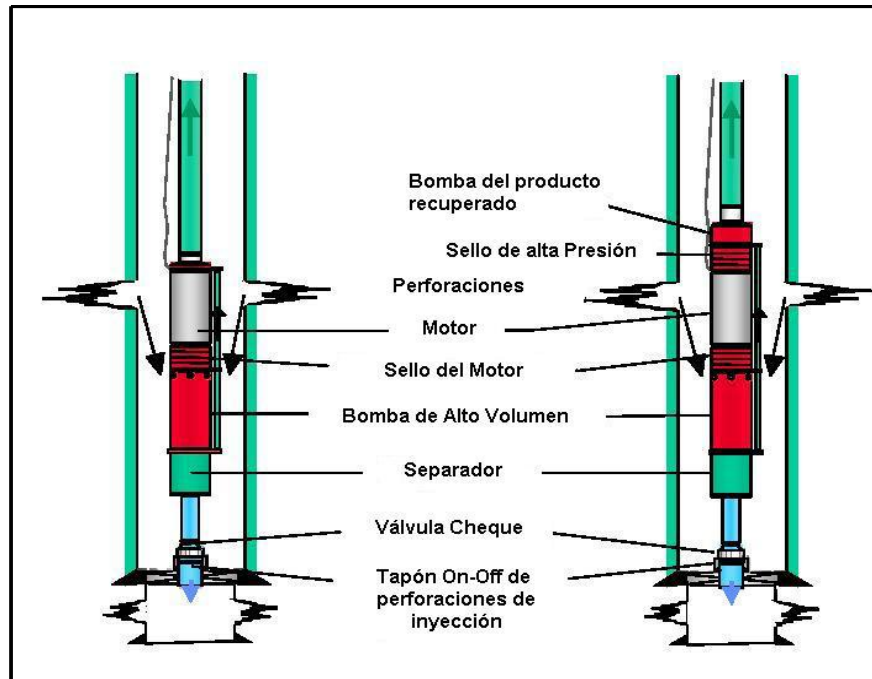
3.1.5 Separadores de Fondo del Pozo. Los separadores aceite-agua (DOWS) y gas-aceite (DGWS) son una tecnología relativamente nueva que puede ayudar en la reducción de los costos de tratamiento de agua y producir más hidrocarburos en superficie por día puesto que parte del agua producida no llega a superficie. Las características críticas para el éxito, incluyen una alta relación agua-aceite, la presencia de una zona de inyección adecuada, que esté aislada de la zona de producción, compatibilidad del agua entre las zonas de inyección y producción, además un pozo apropiadamente perforado y con buena integridad mecánica.⁷²

Los DOWS son dispositivos situados en el fondo del pozo que separan el agua de las corrientes de gas y aceite. Algo del agua es inyectada dentro de otra formación u horizonte de la misma formación, mientras que el aceite, el gas y el agua remanente se producen en superficie (ver figura 32). El DOWS tiene gran potencial en el ahorro de dinero y en la reducción del impacto ambiental por el manejo en superficie del agua de producción.

⁷¹Jaripatke, O. and Dalrymple, D. Water-Control Management Technologies: A Review of Successful Chemical Technologies in the Last Two Decades. SPE 127806. 2010.

⁷² Veil, J.A., D. Elcock, y R.J. Redweik, Jr. A White Paper Describing Produced Water from Production of Crude Oil, Natural Gas, and Coal Bed Methane, Fact Sheet - Downhole Separation 2007.

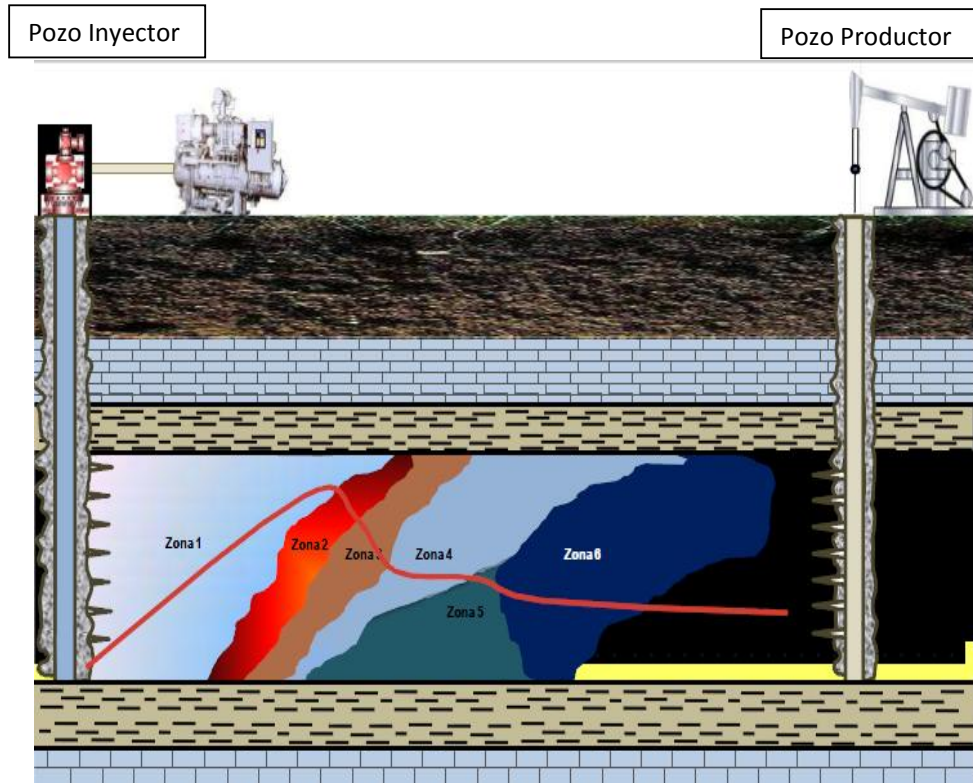
Figura 32. Sistema de Separación por Gravedad Tipo DOWS.



Fuente: Castro Castell, Martha Rocío. Estado del Arte de Sistemas de Tratamiento de Aguas de Producción en Campos Petroleros. 2004.

Las ventajas del DOWS y del DGWS incluyen la reducción de sal en el agua de producción, eliminación de pozos solo para convertirlos a inyectores y aumento de la producción diaria. Las configuraciones típicas DOWS incluyen un pozo que produce aceite y agua de un yacimiento y lo inyecta en otro aislado hidráulicamente, como proceso de recobro secundario. Se puede usar un segundo pozo para producir de la zona de agua inyectada a una zona de disposición (figura 33). Además requiere dos componentes básicos, un sistema de separación agua-aceite y por lo menos una bomba en el fondo del hueco que ocupen espacios de 7 pulgadas o menos de diámetro de casing.

Figura 33. Configuración de Separador Tipo DOWS



Fuente: Castro Castell, Martha Rocío. Estado del Arte de Sistemas de Tratamiento de Aguas de Producción en Campos Petroleros. 2004.

Dos tipos básicos de DOWS se han desarrollado, un tipo usa hidrociclones que manejan normalmente hasta 10000 BFPD y el otro usa separadores por gravedad que manejan cerca de 1000 BFPD.⁷³

Los DOWS tipo hidrociclón se utilizan para pozos con los siguientes métodos de levantamiento: bombeo electrosumergible, bombeo mecánico y cavidades progresivas. Los DOWS tipo separadores por gravedad, solo se han utilizado para bombeo mecánico.

Para obtener buenos resultados de la técnica, debe haber suficiente espacio vertical entre las zonas de producción y de inyección para permitir la separación por

⁷³ A., Joseph and J.A., Ajenka. A Review of Water Shutoff Treatment Strategies in Oil Fields. SPE 136969, 2010.

gravedad (si es el caso), el tiempo de residencia en la zona de inyección y el tamaño de la gota de aceite deben ser suficientemente grandes para permitir la separación especialmente en el DOWS tipo separador por gravedad, se debe estar seguro de la buena inyectividad de la zona receptora del agua, debe existir buen aislamiento entre las zonas productora y de inyección, se debe tener cuidado para evitar el taponamiento por finos y/o arenas, aunque ya se han desarrollado equipos desarenadores para colocar en fondo, no se debe aplicar en pozos con grandes problemas de corrosión y escamas.

3.2 VERTIMIENTO EN AFLUENTES DE AGUA NATURAL.

El vertimiento del agua de producción en fuentes hídricas representa una de las opciones más utilizadas para su disposición debido a los grandes volúmenes que se manejan de esta en un campo petrolero. En Colombia se utiliza en muchas regiones para verter el agua de producción en ríos y otros cuerpos de agua natural. Sin embargo, para evitar que esto se convierta en un riesgo ambiental, la industria petrolera está trabajando en nuevos proyectos para llegar a cero vertimientos y así convertir el agua de producción nuevamente en un valioso recurso renovable.

Ahora cuando la idea es verter el agua en afluentes naturales, bajo las condiciones y a las distancias establecidas por las autoridades ambientales competentes en el ámbito regional, esta es tratada mediante procesos químicos y físicos que remueven el mayor número de contaminantes y se cumple al pie de la letra la normatividad existente en materia ambiental.

La contaminación de un cuerpo de agua depende de la cantidad y calidad del vertimiento así como del tamaño de la fuente y su capacidad de asimilación (condición de los cuerpos de agua que les permite absorber sin impactos negativos la carga contaminante que reciben).

Los cuerpos hídricos del país son receptores de vertimientos de aguas residuales y su calidad se ve afectada principalmente por los vertimientos provenientes de actividades como la producción de hidrocarburos que llegan a las corrientes de agua de forma directa. Dentro de los parámetros que se utilizan para medir la contaminación del agua se pueden mencionar: metales pesados, sustancias peligrosas, Demanda Química de Oxígeno (DQO), Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO) y Sólidos Suspendedos Totales (SST), entre otros, los cuales fueron descritos en el capítulo 1.

3.2.1 Control de Vertimiento. Se debe tener en cuenta una guía para el control de los vertimientos en los cuerpos de aguas superficiales, al suelo asociado a un acuífero y al medio marino.

El agua de producción genera vertimientos que se pueden disponer en los siguientes medios:

- Aguas superficiales: ríos, quebradas, arroyos, lagos, lagunas, embalses, canal artificial.
- Aguas marinas: interiores, costeras y exteriores (oceánicas). Las contenidas en la zona económica exclusiva, mar territorial y aguas interiores con su lecho y subsuelo de acuerdo con la normatividad vigente en la materia. Las aguas marinas se subdividen en aguas costeras y oceánicas.
- Al suelo asociado a un acuífero, entendido este como una formación geológica capaz de almacenar y transmitir agua a través de ella en cantidades significativas para el abastecimiento de una población o para el desarrollo de una actividad económica, de modo que pueda extraerse nuevamente para su reutilización.

La empresa que genere vertimientos debe solicitar y tramitar el permiso para el control de vertimientos, ante la autoridad ambiental competente correspondiente que tenga jurisdicción en el sitio de descarga del vertimiento. Por lo tanto debe diferenciarse entre el punto de localización del generador y el punto de descarga del vertimiento, ya que para áreas rurales la Autoridad Ambiental competente es otra si por ejemplo la ubicación del generador está en área urbana, o viceversa.⁷⁴

3.2.2 Permisos de Vertimiento. La empresa interesada deberá presentar ante la autoridad ambiental competente, el formulario único nacional de solicitud de permiso de vertimiento; el cual contiene entre otros, los datos del solicitante (responsable de la generación del vertimiento) y del predio donde se esté o se estará generando el vertimiento, con la siguiente información:

Nombre de la empresa, ubicación y razón social. El formulario debe ser firmado por el representante legal de la empresa.

Además se deben tener las características de las actividades que generan el vertimiento; tipo de descarga residual; nombre de la fuente de abastecimiento de agua indicando la cuenca hidrográfica a la cual pertenece; nombre de la fuente receptora del vertimiento indicando la cuenca hidrográfica a la que pertenece; caudal de la descarga expresada en litros por segundo; frecuencia de la descarga expresada en días por mes; tiempo de la descarga expresada en horas por día; tipo de flujo de la descarga (flujo continuo o intermitente).

La frecuencia de la descarga se considera continua cuando constantemente durante el tiempo de medición se observa su salida. Una descarga se considera intermitente si no es constante con respecto al tiempo.

⁷⁴ Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Guía Metodológica de Trámites para el Control de los Vertimientos en los Cuerpos de Agua Superficiales, al Suelo Asociado a un Acuífero y al Medio Marino, en Función de los Trámites y Procedimientos Requeridos para la Obtención de los Permisos de Vertimientos. 2011.

La localización de los puntos de descarga latitud, longitud se realizara en el sistema de referencia oficial del país (actualmente MAGNA-SIRGAS).⁷⁵

También se debe establecer la localización en términos administrativos estableciendo el departamento, municipio y centro poblado donde se genera.

3.2.3 Información de la Fuente Receptora. Para identificar el sistema receptor del vertimiento, en el caso de cuerpos de aguas superficiales se debe identificar la subzona hidrográfica y la cuenca del nivel subsiguiente a la que pertenece, aplicando lo establecido por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS) mediante acto administrativo y que acoge lo considerado por el IDEAM.¹

En el caso de la disposición al suelo asociado a un acuífero, es necesario establecer la condición de asociatividad y las características de la misma. Igualmente la Autoridad Ambiental competente debe realizar el Plan de manejo del Acuífero y con ello se establecen los usos actuales y potenciales del mismo, según lo definido por el decreto 3930 de 2010.

Adicional a lo anterior se debe identificar el sector para cuerpos de aguas lénticos y cuerpo de aguas marinas donde se efectuará el vertimiento, con el fin de comparar las condiciones de calidad de la fuente (metas, objetivos de calidad) con el impacto del vertimiento (calidad del agua del mismo).

En el caso que el cuerpo receptor sea un cuerpo de agua superficial, se debe reportar los resultados de caracterización de la fuente receptora (aguas arriba del vertimiento). Las caracterizaciones deben ser con muestreo compuesto realizado por laboratorio acreditado por el IDEAM. Para cada punto de vertimiento, se deberá realizar el procedimiento de muestreo en el punto de control del vertimiento, previo a la descarga de las aguas residuales a la fuente receptora.

⁷⁵ Marco Geocéntrico Nacional de Referencia. Sistema de Referencia Geocéntrico para las Américas. 2012.

Si el sitio de disposición final es el mar, se debe determinar el régimen de mareas, vientos y corrientes marinas. Las aguas marinas pueden incluir:

Áreas marinas: Incluye desde las aguas marinas someras, el lecho marino y los arrecifes de coral, hasta playas rocosas, playas de arena y grava.

Estuarino: Áreas de manglares, pantanos salados, aguas estuarinas y pantanos lodosos intermareales.

Lacustre- palustre: Lagunas y lagos costeros salinos y salobres.

Para el levantamiento de la información espacial referente a suelo asociado a un acuífero se debe disponer de equipos de georreferenciación de alta precisión. A cada punto de agua se le miden los siguientes parámetros: caudal, nivel freático o dinámico y al agua subterránea: pH, conductividad eléctrica y temperatura (descritos en el capítulo 1).

3.2.4 Marco Legal. En el marco de la reglamentación de vertimientos del Decreto 1541 de 1978, el Gobierno Nacional a través del decreto 3930 de 2010 reglamentó los procedimientos y aspectos relacionados con la reglamentación de vertimientos estableciendo que las Autoridades ambientales deben iniciar el proceso de acuerdo con los resultados del Plan de Ordenamiento del Recurso Hídrico.

Dentro de este marco legal y reglamentario de los instrumentos de control de los vertimientos puntuales a las aguas superficiales, las aguas marinas, el suelo asociado a un acuífero aplicable para el control de los vertimientos se tienen las siguientes leyes y decretos.

3.2.4.1 Leyes. Ley 2811 de 1974 – Código de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente. En su capítulo II define la regulación en cuanto a la

prevención y control de contaminación del recurso hídrico, desarrolla ampliamente lo referente a los vertimientos de agua residual, estudios de impacto ambiental y procesos sancionatorios. En el Título VIII determina la administración de las aguas y cauces enumera las responsabilidades del gobierno en la administración de las aguas.

Ley 09 de 1979, por la cual se expide el Código Sanitario Nacional, establece procedimientos y medidas para la regulación y control de los vertimientos.

Ley 99 de 1993, por la cual se crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA, y se dictan otras disposiciones. Igualmente establece la base normativa para la implementación de tasas retributivas por vertimientos líquidos puntuales a los cuerpos de agua y la competencia de las corporaciones en la evaluación, control y seguimiento de las descargas de aguas residuales.

Ley 373 de 1997, sobre ahorro y uso eficiente del agua.

3.2.4.2 Decretos. Decreto 1541 de 1978, por el cual se reglamenta la Parte III del Libro II del Decreto 1875 de 1979, establece medidas de prevención para la contaminación del medio marino.

Decreto 1594 de 1984. Derogado por el art. 79, Decreto Nacional 3930 de 2010, salvo los arts. 20 y 21. Por el cual se reglamenta parcialmente el Título I de la Ley 9 de 1979, así como el Capítulo II del Título VI - Parte III - Libro II y el Título III de la Parte III Libro I del Decreto - Ley 2811 de 1974 en cuanto a usos del agua y residuos líquidos.

Decreto 1594 de 1984. Artículo 72. Todo vertimiento a un cuerpo de agua deberá cumplir, por lo menos, con las siguientes normas (ver tabla 4):

Tabla 4. Parámetros Mínimos de Vertimiento. Decreto 1594 de 1984. Art. 72 del Ministerio de Salud.

Referencia	Usuario existente	Usuario nuevo
pH	5 a 9 unidades	5 a 9 unidades
Temperatura	< 40 °C	< 40 °C
Material Flotante	Ausente	Ausente
Grasas y aceites	Remoción > 80% en carga	Remoción > 80% en carga
Sólidos suspendidos, domésticos o industriales	Remoción > 50% en carga	Remoción > 80% en carga
Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO)		
Para desechos domésticos	Remoción > 30% en carga	Remoción > 80% en carga
Para desechos industriales	Remoción > 20% en carga	Remoción > 80% en carga
Cloruros	250 ppm. Max consumo humano	

Fuente: Ministerio de Salud. Decreto 1594 de 1984. Artículo 72.

Artículo 8º. Los criterios químicos de la calidad del agua potable son los siguientes:

La tabla 5 muestra los criterios para elementos y compuestos químicos, diferentes a los plaguicidas y otras sustancias, que al sobrepasar los valores establecidos tienen reconocido efecto adverso en la salud humana.

Tabla 5. Criterios Químicos Permitidos de Calidad del Agua.

Característica	Expresada como	Valor admisible (mg/L)mg/L
Aluminio	Al	0.2
Antimonio	Sb	0.005
Arsénico	As	0.01
Bario	Ba	0.5
Boro	B	0.3
Cadmio	Cd	0.003
Cianuro libre y disociable	CN ⁻	0.05
Cianuro Total	CN ⁻	0.1

Característica	Expresada como	Valor admisible (mg/L)mg/L
Cloroformo	CHCl ₃	0.03
Cobre	Cu	1.0
Cromo hexavalente	Cr ⁺⁶	0.01
Fenoles totales	Fenol	0.001
Mercurio	Hg	0.001
Molibdeno	Mo	0.07
Níquel	Ni	0.02
Nitritos	NO ²⁻	0.1
Nitratos	NO ³⁻	10
Plata	Ag	0.01
Plomo	Pb	0.01
Selenio	Se	0.01
Sust. activas al azul de metileno	ABS	0.5
Grasas y aceites	-	Ausentes
Trihalometanos Totales	THMs	0.1

Fuente: Ministerio de Salud. Decreto 475 de 1998.

Artículo 9º. El valor admisible del cloro residual libre en cualquier punto de la red de distribución de agua potable, deberá estar comprendido entre 0.2 y 1.0 mg / litro.

Artículo 10. El valor para el potencial de hidrógeno, pH, para el agua potable deberán estar comprendido entre 6.5 y 9.0.

Decreto 1729 de 2002. Por el cual se reglamenta la Parte XIII, Título 2, Capítulo III del Decreto-ley 2811 de 1974 sobre cuencas hidrográficas.

Decreto 3100 de 2003, modificado por el 3440 de 2004, en lo referente a las tasas retributivas y compensatorias por la utilización directa del agua como receptor de los vertimientos puntuales.

Decreto 1220 de 2005. Por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales.

Decreto 3930 de 2010. Por el cual se reglamenta parcialmente el Título I de la Ley 9ª de 1979, así como el Capítulo II del Título VI -Parte III- Libro II del Decreto-ley 2811 de 1974 en cuanto a usos del agua y residuos líquidos.

Decreto 4728 de 2010. Por el cual se modifica parcialmente el Decreto 3930 de 2010.

Para ampliar la información consultar Grajales, Natalia y Prieto, Alejandra. Análisis de la Normatividad Aplicada al Vertimiento de Aguas de Producción en la Explotación de Recursos Hidrocarburos en Colombia. Tesis de Grado UIS, 2012.

3.3 INYECCIÓN DE AGUA COMO MÉTODO DE RECOBRO.

Cuando se agota la energía propia de los yacimientos petrolíferos, se disminuye consecutivamente la producción de los hidrocarburos hasta ser incosteable o poco atractiva. Entonces, es necesario inyectar al yacimiento un fluido que le proporcione energía adicional al yacimiento aumentando la producción y la recuperación final. A esta forma de explotar los yacimientos, proporcionándoles energía después de agotarse la propia, se le llama recuperación secundaria.

La inyección de agua es el más conocido de los métodos de recuperación de petróleo y a pesar de ser un método convencional, hasta el momento es el que más ha contribuido en el aumento del factor de recobro; se usa ampliamente, debido a varias razones, entre las que se nombran:

- El agua generalmente se encuentra disponible.

- Existe relativa facilidad en la inyección de agua.
- El agua presenta alta eficiencia en el desplazamiento de aceites livianos y de gravedad media.
- El agua invade fácilmente la formación.
- La economía del proceso de inyección es favorable, comparado con otros métodos, ya que implica bajos capitales de inversión y costos de operación.

3.3.1 Principios Básicos. En la inyección de agua, se logra la producción del petróleo, gracias al empuje del agua, que pasa a ocupar el volumen del petróleo. El fluido inyectado actúa como desplazante y el petróleo como desplazado, ocurriendo un desplazamiento de dos fluidos inmiscibles en el medio poroso, similar al ocasionado por un pistón.

La inyección de agua presenta varias etapas, estas son: llenado, desplazamiento, ruptura y etapa subordinada. Durante el período de llenado, el agua se inyecta con el fin de redissolver el gas libre que se encuentre en la formación, reemplazando el volumen ocupado por el gas. Luego, en la etapa de desplazamiento el fluido desplazado se mueve por la acción del fluido desplazante desde los pozos inyectoros hacia los productores, generando bancos de agua y de petróleo en el yacimiento. El comienzo de una producción significativa de agua es el signo de que se ha producido la ruptura del frente de agua en los pozos productores y finalmente, el fluido desplazante arrastra a la fase desplazada y se producen ambas fases durante la etapa subordinada.

3.3.2 Propiedades que Afectan la Inyección de Agua. La recuperación de petróleo depende de propiedades de la roca y los fluidos como la mojabilidad de la roca, la presión capilar, las permeabilidades relativas y la relación de movilidades;

pero en realidad, la situación es mucho más compleja debido a las emulsiones e interacciones roca-fluido y otros factores son difíciles de cuantificar. Una breve descripción de estos factores se muestra a continuación:

3.3.2.1 Mojabilidad. Es la tendencia de un fluido a adherirse o mojar preferencialmente la superficie de una roca en presencia de otros fluidos inmiscibles. Cuando una fase está atrapada entre los intersticios más pequeños, entonces es un fluido poco móvil y moja preferencialmente el área superficial de la roca, esta fase es llamada mojante y la fase no mojante trata de ocupar los espacios más grandes al tener mayor movilidad. En el caso de la inyección de agua, las fases mojantes pueden ser aceite o agua, el gas a menudo se presenta, pero éste no moja la roca.

3.3.2.2 Presión Capilar. Se define como la diferencia de presión que existe através de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, es decir, la diferencia entre la presión de la fase no mojante y la fase mojante. Afecta la distribución de fluidos en el yacimiento y la saturación de aceite residual, además, dependiendo de la mojabilidad de la roca, la presión capilar varía y se presenta el desplazamiento por imbibición y drenaje.

3.3.2.3 Permeabilidades Relativas. Esta propiedad muestra la capacidad relativa del aceite y del agua para fluir simultáneamente en un medio poroso y está definida como la relación de la permeabilidad efectiva del fluido a una saturación con respecto a la permeabilidad absoluta de la roca.

3.3.2.4 Movilidad. Es la facilidad con la que un fluido se mueve en el yacimiento y se determina como la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y su viscosidad.

Algunos de los factores que afectan la recuperación de hidrocarburos por inyección de agua se nombran a continuación:

3.3.2.5 Geometría del Yacimiento. La estructura y estratigrafía de un yacimiento, controlan la localización de los pozos, gobierna la segregación gravitacional, define la existencia de barreras estructurales, como fallas o lutitas y, en gran medida, determinan los métodos por los cuales el yacimiento puede ser producido a través de inyección de agua.

3.3.2.6 Litología. La porosidad, permeabilidad y contenido de arcilla son factores litológicos que afectan al proceso de inyección. Cada yacimiento es un sistema complejo y diferente, por ejemplo, tener una baja porosidad no es óptimo para la inyección de agua, pero puede serlo en el caso de la porosidad creada por fracturas. La composición mineral de la arena también puede afectar el proceso de inyección, debido a las reacciones presentadas con el agua inyectada, dependiendo de la naturaleza de cada mineral.

3.3.2.7 Área y Profundidad del Yacimiento. Si el yacimiento es demasiado grande, por factores económicos no es posible realizar perforaciones para disminuir el espaciamiento entre pozos y por esto, no se esperan altos recobros. En el caso de grandes profundidades, la saturación de aceite residual es baja debido a la compresibilidad de la roca y a la expansión de fluidos, que permitió su amplia explotación primaria y en los yacimientos someros, la máxima presión de inyección está limitada por la profundidad de la zona de interés y la posibilidad de filtraciones de agua que generen fracturas en la formación.

3.3.2.8 Porosidad. Esta propiedad determina la cantidad de petróleo presente para cualquier porcentaje de saturación dada. Para establecer el promedio de porosidad, es razonable tomar el promedio aritmético de las medidas de porosidades de los núcleos de arena, y si hay los suficientes datos se pueden construir mapas de

distribución de porosidades que se pueden pesar areal o verticalmente para obtener una porosidad verdadera efectiva; los yacimientos que son candidatos para ser sometidos a inyección de agua como método de recobro, son aquellos que tienen una porosidad entre 7 y 19%.

3.3.2.9 Permeabilidad. La magnitud de la permeabilidad de un yacimiento controla la tasa de inyección de agua se puede mantener en un pozo de inyección para una determinada presión en la cara de la arena.

La inyección de agua tiene unos rangos de aplicabilidad, dependiendo de los parámetros involucrados. Para el estudio de los rangos de aplicación se han tenido en cuenta características provenientes de datos de campos en los cuales el proceso de inyección de agua ha contado con un éxito rotundo, tales como saturaciones, gravedad API del crudo, viscosidad, entre otros. Un resumen de estos rangos es mostrado en la tabla 6.

Tabla 6. Rangos de Aplicabilidad de los Parámetros Involucrados en el Proceso de Inyección de Agua.

Propiedad	Rango Aplicable	Rango Dudoso
Saturación de agua, %	0-75	>50
Saturación de gas, %	0-70	>25
Saturación de aceite, %	25-100	<35
Gravedad °API	>15	>15
Viscosidad, cp	0.2-200	>30
Porosidad, %	>7	<7
Permeabilidad, md	>10	<10
Profundidad, pies	200-10,000	<200
Temperatura, °F	60-300	<60
Presión, psi	10,000	>300
Litología	Areniscas	Calizas

Fuente: Paris de Ferrer, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Segunda Edición. 2001.

3.3.3 Calidad del Agua de Inyección. La calidad del agua se refiere a aquellas propiedades del agua que pueden causar efectos en el yacimiento, los pozos, y facilidades de superficie, no existe una guía definida o generalizada sobre los indicadores aceptables de calidad del agua para un proceso de inyección, esto varía con las características propias de cada yacimiento. Por medio de pruebas, se deben establecer los índices mínimos de calidad aceptable para ese campo, los cuales permitirán evaluar la calidad del agua durante el desarrollo del proceso, por ejemplo, en la tabla 7 se muestran algunos de los parámetros medidos y su rango de tolerancia para el caso de un campo colombiano.

Tabla 7. Rango Permisible de Algunos Parámetros del Agua de Inyección.

Parámetro	Rango de Tolerancia
O/W (Aceite en agua)	< 5 ppm
SST (Sólidos Totales Suspendedos)	0.5-2.5 ppm
pH	6.5-9
Hierro	0.1-0.5 ppm
Velocidad de Corrosión	< 2 mpa
Oxígeno Disuelto	< ppb

Fuente: Occidental de Colombia Inc. 2004.

La calidad del agua de inyección y producción, se evalúa por medio de muestreo y pruebas en todo el sistema de inyección, los tratamientos aplicados varían dependiendo de la composición del agua y de las características de la formación a la cual se va a inyectar, generalmente no se realizan todos los análisis, sin embargo, mantener la calidad del agua en los topes más altos optimizara el proceso.

Los análisis realizados al agua de inyección tienen como objetivo identificar aquellos iones y propiedades físicas que estén involucrados en procesos corrosivos o en el taponamiento de la formación, además de permitir la caracterización del agua según condiciones físicas. Algunos de estos análisis son temperatura, contenido de grasas

y aceite, sólidos suspendidos totales, pH, conductividad eléctrica, alcalinidad, definidos en el capítulo 1.⁷⁶

3.3.4 Campos Sometidos a Inyección de Agua. En el país se aplica o ha aplicado el proceso de inyección de agua a escala comercial en 19 campos petrolíferos, 5 en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM): La Cira, Galán, Casabe, Yariguí e Infantas, 1 en la cuenca del Catatumbo: Tibú, 10 en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM): Palogrande-Cebú, Andalucía Sur, Yaguará, Tello, Río Ceibas, San Francisco, Balcón, Dina Cretáceo, Guando y Matachín Norte y 3 en la Cuenca de los Llanos Orientales: Cusiana, Río Chitamena y Matanegra.⁷⁷

3.3.5 Inyección Subterránea para el Uso de Agua en el Futuro. El agua de producción tiene un valor para su reutilización de cierta manera. Esta es considerada como un fluido que puede ser utilizado para ocupar el espacio (es decir, para el control de subsidencia). Se puede reutilizar inmediatamente o colocar en almacenamiento o para uso futuro. Una opción al inyectar el agua de producción es depositarla en una formación subterránea, donde pueda ser retirada posteriormente para su reutilización, este proceso se conoce como el almacenamiento y la recuperación del acuífero (ASR).⁷⁸

Como ya se mencionó, el agua de producción está constituida en su mayor porcentaje por sales. El costo de eliminación de la salinidad del constituye un obstáculo para la inyección en un acuífero. Sin embargo, algún tipo de agua producción se puede utilizar directamente con poco o ningún tratamiento.⁷⁹

⁷⁶ Bennion, D. B. y Thomas, F. Water Quality Considerations Resulting in the Impaired Injectivity of Water Injection and Disposal Wells. PET-SOC. 2000-67, 2000.

⁷⁷ Maya, Gustavo y Castro, Rubén. Estatus de la Recuperación Mejorada de Petróleo en Colombia. Ecopetrol S.A. 2011.

⁷⁸ Russell, C. S. and Hazlett, W. G. Injection of Oilfield Produced Water into Water Aquifers. SPE 35876, 1996.

⁷⁹ Zaki, K. and Roehl, E. Management Strategy Water Injection Best Practices-Design, Performance and Monitoring. SPE 10548, 2005.

Al disponer del agua de producción para almacenamiento y recuperación de acuíferos, se deben evaluar ciertos factores como:⁸⁰

- La disponibilidad de un acuífero apto para la descarga. Consideraciones de idoneidad, lo que implica la extensión del área, el grosor, la profundidad del acuífero, la presencia y el tamaño de las capas de confinamiento.
- La hidrogeología de la formación del acuífero, incluyendo su porosidad, permeabilidad, transmisividad, conductividad hidráulica, dirección y velocidad del flujo.
- Las características químicas del agua que ya residen en el acuífero y el agua de inyección.

Además de la inyección de agua como método de recobro y para almacenamiento y recuperación de acuíferos, también se tienen otros posibles usos hidrológicos del agua de producción, entre los que se nombran:

- El control de la subsidencia en la superficie después de grandes retiros de agua subterránea o de petróleo y gas.
- El bloqueo de intrusiones de agua salada en los acuíferos en las zonas costeras.
- Aumentar las aguas subterráneas de carácter regional o local.

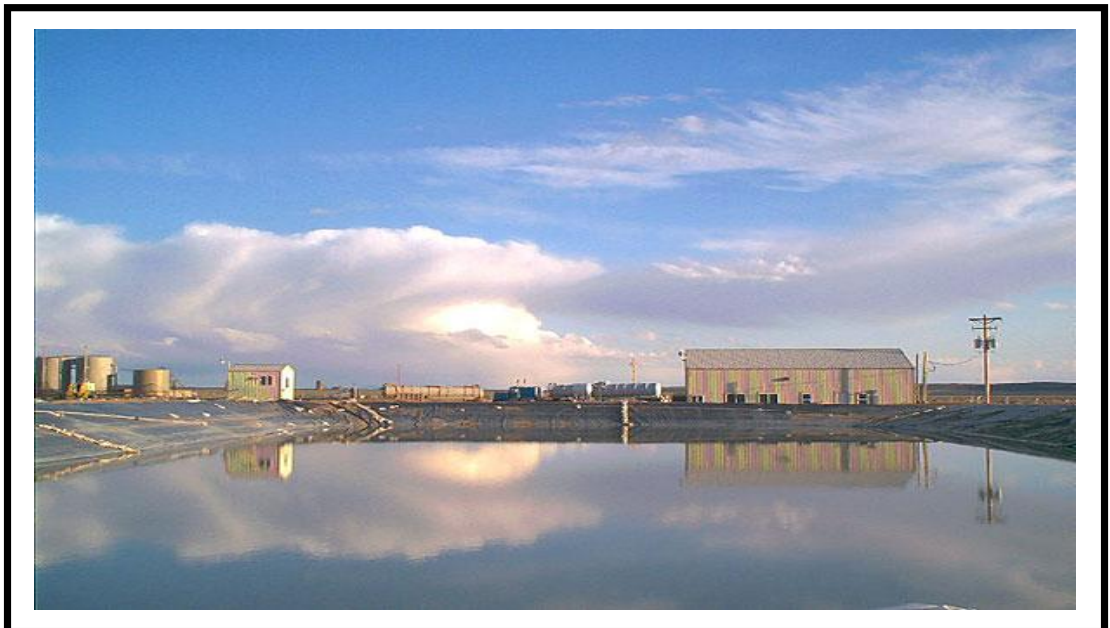
⁸⁰ Leone, J. A. Characterization and Control of Formation Damage During Waterflooding in Reservoirs. SPE 12917, 2002.

3.4 EVAPORACIÓN.

La evaporación es un proceso natural de transformación de agua en forma líquida en vapor de agua; la evaporación depende de la humedad local, la temperatura y el viento. En climas más secos por lo general, es más favorable la evaporación. A continuación se describen varias formas de eliminar el agua asociada por evaporación.

El método más simple de evaporación consiste en disponer el agua de producción en un estanque, pozo o laguna con una gran superficie, de esta forma el agua se va evaporando más rápidamente (figura 34).

Figura 34. Estanque de Evaporación



Fuente: Nowak, N., y J. Bradish. High Density Polyethylene (HDPE) Lined Produced Water Evaporation Ponds. 2010.

La tasa de evaporación depende del tamaño y la profundidad de la laguna y las características del afluente. Por ejemplo, en las regiones semiáridas, de aire caliente

y seco se obtendrán mayores índices de evaporación que para los pequeños estanques. Sin embargo la tasa de evaporación puede reducirse cuando existe participación relativa de sólidos y productos químicos en el lugar. El agua asociada se puede manejar en pequeños estanques de evaporación ubicados en el mismo campo, o se puede enviar fuera de las instalaciones de los complejos petroleros donde existen cuencas de evaporación.

Uno de los problemas potenciales que plantean los estanques de evaporación se debe a su atractivo para las aves acuáticas migratorias. Si los estanques de evaporación contienen aceite u otros hidrocarburos en la superficie, las aves pueden ser recubiertas con aceite y sufrir daños; cubrir los estanques con una red ayuda a evitar este problema (figura 35).

Figura 35. Estanque de Evaporación Cubierto con una Malla.



Fuente: Nowak, N., y J. Bradish. High Density Polyethylene (HDPE) Lined Produced Water Evaporation Ponds. 2010.

3.4.1 Parámetros para Disposición del Agua de Producción por Medio de Evaporación.⁸¹

3.4.1.1 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 se encuentran ubicadas en las cercanías.

3.4.1.2 Temperatura. Es el principal parámetro que afecta a la evaporación, ya que ésta es máxima en condiciones de fuerte insolación, con lo que se eleva la cantidad de vapor en la atmósfera formando una capa que limita el paso de líquido a vapor, alcanzando un estado de equilibrio, permaneciendo constante la humedad del aire. La temperatura facilita la amplitud del movimiento molecular en el líquido y las posibilidades de escape hacia la atmósfera, y permite que el aire pueda contener un mayor porcentaje de humedad, alejándose del punto de saturación, con lo que un mayor volumen de agua puede integrarse en la atmósfera.

3.4.1.3 La Mala Utilización del Terreno. Es frecuentemente causa de preocupación cuando se requieren grandes extensiones para evaporar grandes volúmenes del agua producida. En la mayoría de los casos la tierra que se utiliza es tan pobre que generalmente no tiene otro uso.

3.4.1.4 Aire. La presencia de una corriente de aire favorece la evaporación, al limpiar la capa de humedad de la proximidad del líquido y reemplazarla por aire seco, con lo que el agua puede evaporarse de forma continua.

⁸¹ Boysen, J. E and Harju, J. A. The Current of Commercial Deployment of the Freeze Thaw Evaporation Treatment of Produced Water. SPE 52700, 1999.

3.4.1.5 Presión Atmosférica. La presión atmosférica, al obstaculizar el paso del vapor a la atmósfera libre, disminuye las posibilidades de evaporación. Las moléculas de vapor de agua chocan con el resto de moléculas gaseosas y se ven obligadas a regresar a la masa líquida en mayor proporción. Por tanto, con la altitud y la consecuente disminución de la presión se favorece la evaporación.

3.4.1.6 La Mortandad de la Fauna Salvaje. En zonas de 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 alambradas. Se recomienda una altura mínima de 10 pies o 3 m y el alambrado deberá ser inspeccionado por lo menos semanalmente.

3.4.1.7 La 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.

3.4.1.8 Sólidos Disueltos. Tales como las sales, se acumularán en los fosos de eliminación y no tendrán ningún valor comercial y deberán ser evacuados periódicamente y eliminados convenientemente. Probablemente estos sólidos tendrán algún nivel de contaminación. La eliminación de estos sólidos deberá ser estudiada antes de construir la instalación.

3.4.2 Ejemplos de Aplicaciones de la Evaporación del Agua. David Simpson, En Nuevo México, el 6 % de toda el agua producida se elimina mediante evaporación, se utilizó la técnica en áreas de aproximadamente 4 Hectáreas. La práctica se desarrolló considerando dos elementos: evaporación y atenuación, combinado el

uso previo de una laguna de evaporación doblemente impermeabilizada. En este proceso se logra perder líquido por acción de la evaporación que naturalmente se produce en cualquier sistema de irrigación (este hecho está ampliamente estudiado y aceptado en las prácticas de riego). Los productos finales de la evaporación como lo son las sales, son removidos de forma eficientemente para evitar afectar el medio ambiente. El sistema utilizó lagunas de evaporación, obteniendo temperaturas alrededor de 55°C, donde se evidencia las precipitaciones de las sales, No se reportaron problemas de contaminación del suelo⁸². A nivel de conclusiones se recomienda, como alternativa al método inicial, el uso del sistema de evaporación en lagunas a una escala anual, suplementada con spray de irrigación a nivel estacional, en las estaciones secas.

Durante las épocas de verano entre 1999 y 2006 se implementaron sistemas para disponer el agua de producción mediante evaporación en la cuenca de San Juan en Nuevo México y en algunas regiones como Utah, Wyoming, Montana, Dakota Norte y Colorado, obteniendo excelentes resultados, ya que el tiempo de residencia en el periodo de evaporación era relativamente corto.⁸³

3.5 USO INDUSTRIAL.

En las áreas donde los recursos tradicionales de aguas superficiales y subterráneas son escasos el agua asociada podría convertirse en un recurso de reposición importante en muchos procesos industriales, siempre y cuando la calidad del agua siga siendo adecuada. El grado de tratamiento previo requerido depende de la calidad del agua y el uso previsto. El agua de producción ya está siendo utilizada en varios procesos industriales como en la generación de energía.⁸⁴

⁸² Boysen, J. E and Harju, J. A. Field Demonstration of the Freeze-Thaw/Evaporation Process for the Treatment of Produced Waters in the San Juan Basin of New Mexico. SPE 37904, 1997.

⁸³ Heins, W. and Peterson, D. Use of Evaporation for Heavy Oil Produced Water Treatment. PET-SOC 05-01-01, 2001.

⁸⁴ Sims, John J. and Puckorius, Pul R. A Practical Guide to Water Recycle-Reuse. Paper 484, 1995.

3.5.1 Uso en Campo. Muchos pozos de gas natural deben ser fracturados hidráulicamente para mejorar las operaciones de producción. Este proceso requiere cientos de miles de barriles de agua, como es el caso de los campos Barnett Shale en Texas, Marcellus, Fayetteville y Hanesville donde los suministros locales de agua no son suficientes para satisfacer toda la demanda de agua que se requiere para procesos de fracturamiento. Además al retornar el agua que se utiliza para este proceso, es reciclada y reutilizada para nuevos trabajos en esta área.⁸⁵

También en la cuenca del Golfo de San Jorge y el área del Cerro Dragón a lo largo de Patagonia en el sur de Argentina, se requieren cerca de 5,7 millones de galones de agua por día para 760 trabajos de fracturamiento que se desarrollan desde 2010.⁸⁶

3.5.2 Refrigeración y Electricidad. Otro uso potencial del agua de producción es la refrigeración; según el Servicio Geológico de EE.UU. (Hutson),⁸⁷ en la industria de EE.UU. se retiraron alrededor de 136 mil millones de galones por día (más de 3 mil millones de bbl / d) de agua dulce para la refrigeración de centrales eléctricas (figura 36), las fuentes de agua convencionales y subterráneas ya no son suficientes para satisfacer las crecientes necesidades de plantas de energía en muchas partes del país, por tanto el agua de producción representa una fuente de gran volumen que podría servir como agua de reposición para una planta de energía, sin embargo se debe tener en cuenta la distancia para transportar este volumen de agua, ya que si es muy extensa se deben evaluar los factores económicos que implica hacerlo.

⁸⁵ Arthur, J. D. and Coughlin, B. J. Cumulative Impacts of Shale- Gas Water Management: Considerations and Challenges. SPE 142234, 2011.

⁸⁶ Bonapace, J. and Giglio, M. Water Conservation: Reducing Fresh Water Consumption by Using Produced Water for Base Fluid in Hydraulic Fracturing- Case Histories in Argentina. SPE 151819, 2012.

⁸⁷ Hutson, S.S., N.L. Barber, J.F. Kenny, K.S. Linsey y D.S. Lumia. Estimated Use of Water in the United States in 2000, 2004.

Figura 36. Torres de Refrigeración.



Fuente: Veil, J.A., D. Elcock, y R.J. Redweik, Jr. A White Paper Describing Produced Water from Production of Crude Oil, Natural Gas, and Coal Bed Methane, 2007.

En 2006, el departamento de Energía de EE.UU. financió a un grupo de investigadores dirigido por el EPRI (Electric Power Research Institute) para evaluar la viabilidad de la utilización del agua de producción para satisfacer hasta el 25% de las necesidades de refrigeración en la generación de energía en la estación de San Juan en el noroeste de Nuevo México (figura 37); la planta requiere cerca de 500,000 bbl / d de agua de reposición para reponer el agua perdida por evaporación o purga.⁸⁸

⁸⁸ Castellanos Obregón, Rafael y González Donis, Virginia. Dirección General de Planificación Energética. Prospectiva del Sector Eléctrico 2006-2015, 2006.

Figura 37. Central Eléctrica Alimentada con Carbón en Nuevo México, EUA.



Fuente: Richard, Arnold. Manejo de la Producción de Agua: De Residuo a Recuso. Oilfiel Rewiew Schlumberger, 2010.

Por ejemplo, la Estación Generadora de San Juan, ubicada cerca de Farmington, tiene una capacidad de producción de 1,800 megavatios de energía eléctrica. Para enfriar y condensar el agua utilizada en el proceso de generación termoeléctrica se necesitan cantidades significativas de agua. En el futuro, el agua de producción podría complementar la demanda diaria de agua de enfriamiento.

En al menos un caso, el agua asociada se utiliza para la generación de vapor. A partir de una instalación de ChevronTexaco en el centro de California se envían a una planta de cogeneración, cerca de 360.000 bb / d de agua de producción, los cuales sirven como fuente de agua de alimentación de calderas.⁸⁹

3.5.3 Control de Polvo. En la mayoría de los campos de petróleo, los caminos son de difícil acceso y la mayoría de ocasiones no están pavimentados, por tanto los operadores rocían el agua asociada por caminos de tierra para controlar el polvo. Esta práctica suele ser controlada de manera que el agua no se aplique más

⁸⁹ Mun C., Johnathan. Perfil Energético de América del Norte. 2006.

allá de los límites de la carretera o dentro de las zonas de amortiguamiento alrededor de los cruces de arroyos y cerca de edificios, generalmente esta dispersión del agua se realiza mediante carrotanques que recorren estas carreteras lentamente hasta lograr cubrir el mayor porcentaje posible con el agua para evitar la propagación de polvo (figura 38).

Figura 38. Camión Cisterna Utilizado para el Control de Polvo.



Fuente: Veil, J.A., M.G. Puder, D. Elcock, y R.J. Redweik, Jr., A White Paper Describing Produced Water from Production of Crude Oil, Natural Gas, and Coal Bed Methane, 2007.

La minería, el transporte de minerales son entre otras actividades que obligatoriamente desatan grandes cantidades de polvo. El agua de producción puede ser utilizada para controlar el nivel de polvo en esos lugares. Murphree (2002)⁹⁰ describe los planes para el uso del agua de producción para mitigar la cantidad de polvo en la zona Norte del Complejo Rochelle (NA / RC) en el condado de Campbell, Wyoming, donde están las minas de carbón más grandes del mundo.

⁹⁰ Murphree, P.A. Utilization of Water Produced from Coal Bed Methane Operations at the North Antelope/Rochelle Complex, Campbell County, Wyoming. 2002.

3.5.4 Control de Incendios. Los incendios a menudo se propagan durante la etapa más seca del año, en las zonas donde las condiciones de sequía son especialmente vulnerables. En muchos casos, los recursos hídricos en superficie y subterráneos son limitados o no están disponibles para la lucha contra el fuego. Aunque la aplicación de grandes volúmenes de agua salada asociada puede afectar negativamente a los suelos, esto es mucho menos devastador que un gran incendio.

3.5.5 Otros. La lista de posibles usos industriales puede ampliarse, a medida que el costo del tratamiento de agua de producción disminuye, y la disponibilidad de suministros adicionales de agua dulce se agota con el tiempo. Otros sectores pueden recurrir al agua de producción como fuente para sus diferentes empleos. Un ejemplo podría ser el empleo de esta agua para lavados de vehículos de transporte.

3.6 USO AGROPECUARIO.

Dentro del uso agropecuario que tiene el agua de producción, se encuentran el uso agrícola para el cual se deben tener en cuenta los parámetros de calidad del agua y la normatividad que rige en este campo; además se tienen otros empleos del agua de producción como: uso en ganadería, riego de vida silvestre y hábitat, construcción de humedales y también el uso en acuicultura, cada uno con sus parámetros para poder disponerla satisfactoriamente.⁹¹

3.6.1 Uso Agrícola. Muchos yacimientos de petróleo y gas se encuentran en las zonas del país que se caracterizan por climas áridos y los escasos recursos de agua dulce; por esta razón el agua de producción, de acuerdo al cumplimiento de los requisitos de calidad ofrece al sector agrícola la posibilidad de complementar y sustituir a los actuales suministros de agua.

⁹¹ Holliday, George. A Need for Converting Produced Waters to Useable Waters. SPE 105094, 2007.

El mayor obstáculo para el uso de agua para fines agrícolas supone el contenido de sal en esta. La mayoría de los cultivos no toleran la sal, y la irrigación continua con agua salada puede dañar las propiedades del suelo. Sin embargo, no toda el agua de producción contiene el mismo nivel de sal. Por ejemplo, algunos de los yacimientos con alto contenido de metano de la Cuenca del río Wyoming ubicado en los Estados Unidos,⁹² generan agua relativamente dulce. Sin embargo, además del contenido de sal, la proporción relativa de sodio con otros iones debe tenerse en cuenta, puesto que el exceso de sodio es perjudicial para los suelos. Los científicos suelen usar el término "relación de adsorción de sodio" (SAR) para caracterizar las proporciones iónicas. SAR se define como el peso miliequivalente de sodio dividido por la raíz cuadrada de la suma de los pesos miliequivalentes de calcio y magnesio, dividido por 2, cuya ecuación es:

$$\text{SAR} = \text{Na}^1 / [(\text{Ca}^2 + \text{Mg}^2) / 2]^{0.5}, \text{ con Na, Ca y Mg expresado como meq / L.}^{93}$$

La relación SAR tiende a aumentar cuando las concentraciones de sodio son significativamente más altas comparadas con cationes como calcio y magnesio.

La figura 39 muestra algunos cultivos que se producen en el campo Castilla.

⁹² Sluijterman, A. C. and Lawati, Al. Opportunities for Re-Use of Produced Water Around Desert Oil Fields. SPE 88667, 2004.

⁹³ Aaron J. DeJoia. DEVELOPING SUSTAINABLE PRACTICES FOR CBM-PRODUCED WATER IRRIGATION, 2001.

Figura 39. Óptimo Crecimiento de Cultivos Empleando Agua de Producción.



Fuente: Ecopetrol. Distrito de Adecuación de Tierras Castilla, 2012.

3.6.1.1 Parámetros para el Empleo de Agua de Producción en Uso Agrícola.⁹⁴

- **Calidad del Agua.** El agua utilizada para el riego puede variar drásticamente en calidad dependiendo del tipo y cantidad de sales disueltas. Las sales están presentes en el agua de riego en cantidades relativamente pequeñas pero significativas, estas se originan en disolución o meteorización de las rocas y el suelo, incluyendo la disolución de los minerales en el suelo como cal, yeso, entre otros. Estas sales están presentes en el agua donde quiera que esta se utilice.

La idoneidad del agua de riego se determina no sólo por la cantidad total de sal presente, sino también por el tipo de sal, se debe analizar cuidadosamente el agua de irrigación con el fin de evitar problemas durante su empleo a largo plazo.

⁹⁴ R.S. Ayers. Calidad del agua para la agricultura, de la Universidad de California en Davis, California, EE.UU. 2002.

- **Salinidad.** Un problema asociado a la salinidad ocurre cuando esta se acumula en gran cantidad a la zona radial del cultivo, generando un déficit en el rendimiento, estas reducciones de rendimiento se producen cuando las sales se acumulan en la zona de la raíz, llegando a un punto en el que el cultivo ya no es capaz de extraer el agua necesaria de la solución del suelo salado, ocasionando una falta de agua durante un período prolongado de tiempo. Si la absorción de agua se reduce considerablemente, la planta disminuye su tasa de crecimiento. Los síntomas de las plantas son similares en apariencia a las de la sequía, tales como el marchitamiento, o un tono más oscuro, color verde azulado y hojas cerosas. Los síntomas varían con la etapa de crecimiento, siendo más notorio si las sales afectan a la planta durante las primeras etapas de crecimiento. En algunos casos, leves efectos de la sal pueden pasar totalmente inadvertidos debido a una reducción en el crecimiento uniforme en todo un campo.

- **Tasa de Infiltración de Agua.** Un problema relacionado con la infiltración del agua se produce cuando la velocidad de infiltración normal se reduce significativamente y el agua permanece sobre la superficie del suelo por un tiempo prolongado o se infiltra muy lentamente. Aunque la tasa de infiltración de agua en el suelo es muy variable y puede ser fuertemente influenciada por la calidad del agua de riego, factores tales como la estructura del suelo, grado de compactación, contenido de materia orgánica y la composición química también influyen mucho sobre la tasa de admisión.

Un volumen de agua con alta salinidad aumenta la infiltración, y un volumen de agua con baja salinidad o con un alto contenido en la relación sodio - calcio disminuye la infiltración. Ambos factores pueden operar al mismo tiempo; se pueden presentar también problemas secundarios si se riegan los cultivos excesivamente. Estos incluyen la formación de costras en los semilleros, crecimiento excesivo de hierbas (malezas), trastornos de la nutrición, el ahogamiento de la cosecha y la pudrición de las semillas.

- **Toxicidad.** Los problemas asociados a la toxicidad ocurren si ciertos componentes (iones) en el suelo o el agua son absorbidos por las plantas y se acumulan en concentraciones suficientemente altas como para causar daños en los cultivos, el grado de daño depende de la absorción y la sensibilidad de estos; los cultivos más afectados son los de tipo (arbóreos), son los más sensibles. El daño en este tipo de cultivo ocurre a menudo en un rango medio bajo en relación a estos iones. Por lo general, se distinguen por las quemaduras de las hojas y porque estas evidencian clorosis.⁹⁵ Otros cultivos tienen un mayor grado de tolerancia a estas concentraciones, pero casi todos se dañan o mueren si se evidencia un exceso de iones tóxicos.

Los iones de mayor grado de toxicidad son: cloro, sodio y boro; los problemas asociados a estos iones se pueden producir incluso cuando estos se encuentran en bajas concentraciones, la toxicidad a menudo está ligada a la tasa de infiltración de agua.

- **Varios.** Otros problemas relacionados con la calidad del agua empleada para riego se producen muy frecuentemente, por tal razón es necesario mencionarlos. Altas concentraciones de nitrógeno en el agua pueden causar un crecimiento excesivo vegetativo, el alojamiento y la madurez del cultivo tardío, depósitos y sabores desagradables en las frutas o las hojas debido al riego por aspersión con altas concentraciones de bicarbonato en el agua. El agua que contiene altas concentraciones de yeso o de hierro generan anomalías asociadas al pH del agua.

A continuación se muestra la normatividad nacional colombiana donde se exponen los valores admisibles de calidad del agua destinada para uso agrícola.

⁹⁵ Es una condición fisiológica anormal en la que follaje produce insuficiente clorofila. Cuando esto ocurre, las hojas no tienen la coloración normal verde; la coloración es de un verde pálido, amarillo, amarillo blanquecino.

- **Normatividad Vigente para el Uso del Agua en la Agricultura.** Por agua de uso agrícola se entiende aquella empleada para la irrigación de cultivos y otras actividades conexas o complementarias que establezcan los organismos competentes.

Los criterios de calidad admisibles para las aguas destinadas a uso agrícola se presentan a continuación.

DECRETO 1594 DE 1984. Usos del Agua y Residuos Líquidos.

Artículo 37: Los valores asignados a las referencias indicadas en el presente capítulo se entenderán expresados en miligramos por litro, mg/L, excepto cuando se indiquen otras unidades.

Artículo 40: Los criterios admisibles para la destinación del recurso para uso agrícola son los siguientes (ver tabla 8):

Tabla 8. Criterios de Calidad Admisibles para Aguas de Uso Agrícola.

Referencia	Expresada como	Valor
Aluminio	Al	5.0
Arsénico	As	0.1
Berilio	Be	0.1
Cadmio	Cd	0.01
Cinc	Zn	2.0
Cobalto	Co	0.05
Cobre	Cu	0.2
Cromo	Cr + °	0.1
Flúor	F	1.0
Hierro	Fe	5.0
Litio	Li	2.5
Manganeso	Mn	0.2

Referencia	Expresada como	Valor
Molibdeno	Mo	0.01
Níquel	Ni	0.2
Ph	Unidades	4.5 – 9.0 unidades
Plomo	Pb	5.0
Selenio	Se	0.02
Vanadio	V	0.1

Fuente: Ministerio de Salud. Decreto 1594 de 1984.

Parágrafo 1: Además de los criterios establecidos en el presente artículo, se adoptan los siguientes:

- a. El boro, expresado como B, deberá estar entre 0.3 y 4.0 mg/L dependiendo del tipo de suelo y del cultivo.
- b. El NMP de coliformes totales no deberá exceder de 5.000 cuando se use el recurso para riego de frutas que se consuman sin quitar la cáscara y para hortalizas de tallo corto.
- c. El NMP de coliformes fecales no deberá exceder 1.000 cuando se use el recurso para el mismo fin del literal anterior.

Parágrafo 2: Deberán hacerse mediciones sobre las siguientes características:

- Conductividad
- Relación de absorción de sodio (SAR)
- Porcentaje de sodio posible (PSP)
- Salinidad efectiva y potencial

- Carbonato de sodio residual

- **Ejemplos de Aplicaciones de Agua para Irrigación a Nivel Mundial.** Una técnica denominada "riego administrado" utiliza el agua de producción para el riego de cultivos sin causar daño al suelo a largo plazo. Esta técnica consiste en un monitoreo cuidadoso de la composición química del suelo; algunos suplementos diferentes del suelo se añaden para proporcionar el producto químico necesario y el equilibrio mineral. Algunos ejemplos de riego administrado se describen a continuación.

La consultoría para la Protección de Aguas Subterráneas, Fundación para la Investigación, EE.UU. Departamento de Energía,⁹⁶ proporciona un ejemplo conocido de Wyoming; se utilizó agua proveniente de los yacimientos, mezclada con agua de la superficie, y resultó en una producción adecuada para los cultivos, debido a que la vegetación no adsorbe eficientemente el agua proveniente de yacimientos como el agua de la superficie.

El segundo proyecto fue realizado teniendo grandes extensiones de tierra, zonas que se caracterizaban por su escasa vegetación debido a la gran sequía que experimentaban (figura 43). Después de la irrigación con agua proveniente de los yacimientos de la cuenca del río Wyoming, la tierra era capaz de producir cultivos sanos, como la hierba que servía de alimento para el ganado. Entre los intervalos de riego se emplearon suplementos del suelo como yeso para contrarrestar los altos índices de SAR en el agua.

⁹⁶Consultoría para la Protección de Aguas Subterráneas, Fundación para la Investigación, EE.UU. Departamento de Energía. Handbook on Coal Bed Methane Produced Water: Management and Beneficial Use Alternatives , 2003

DeJoia,⁹⁷ describe un proyecto de riego que tuvo un gran éxito en Colorados Springs (EUA). Después de dos años de aplicación de las enmiendas del suelo y el agua de producción, los sitios de prueba se han convertido en pastizales de pastoreo y praderas de alta productividad produciendo beneficios para el ganado y la fauna en general.

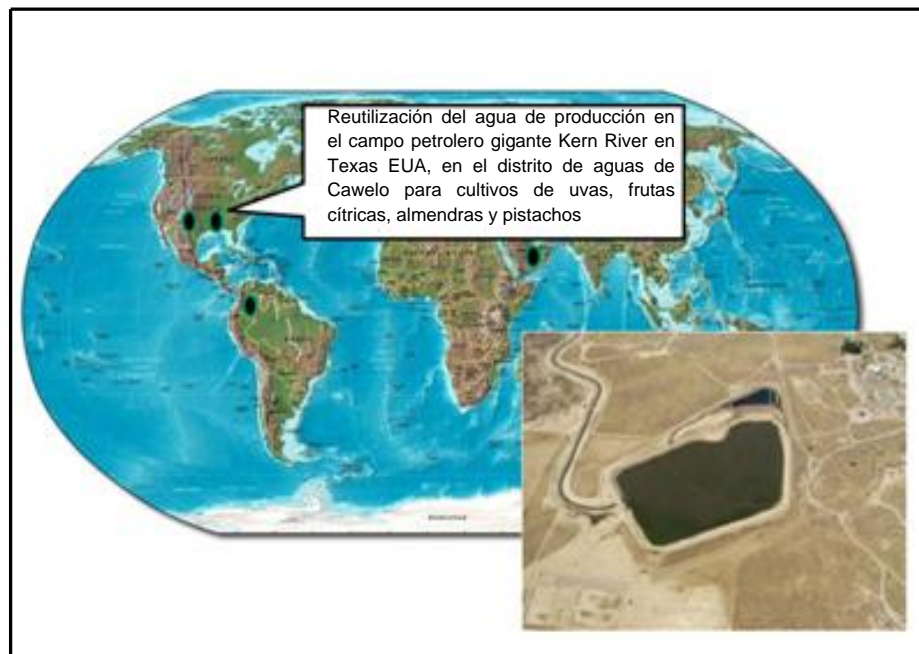
En Colombia, Ecopetrol⁹⁸ y La Superintendencia de Operaciones Castilla Chichimene (SCC), en conjunto con Corpoica Distrito de Adecuación de Tierras (DAT), Colombia, desarrolla el proyecto mediante el cual busca dar tratamiento a las aguas de producción para ser reutilizadas después en irrigación para cultivos resistentes a algunos parámetros del agua, como la alta salinidad e incluso se analiza el potencial de crear desarrollo forestal con fines ecológicos, incluyendo sumideros de carbono.

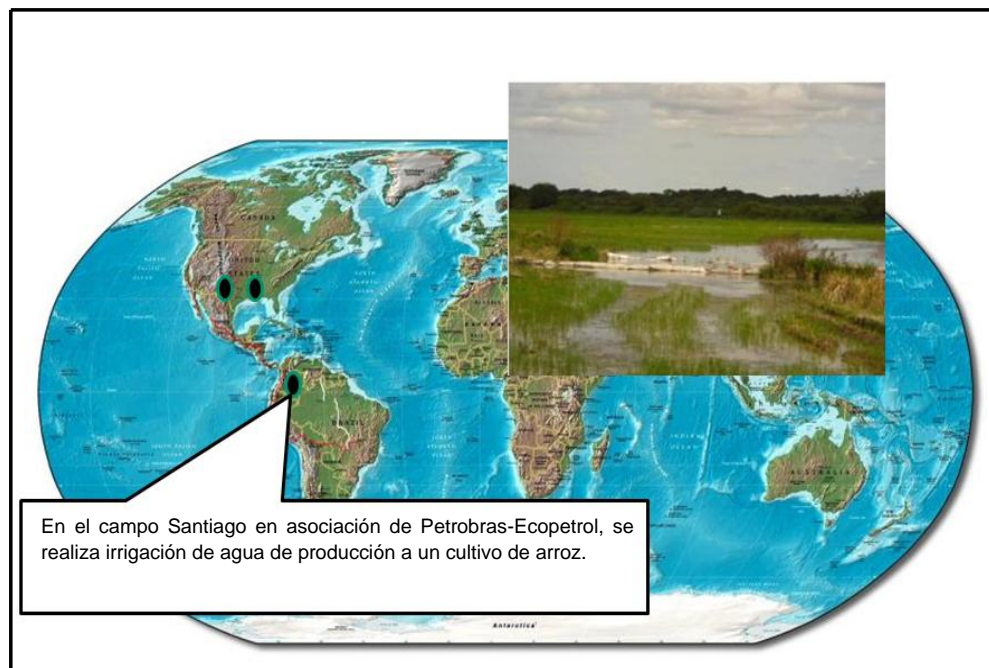
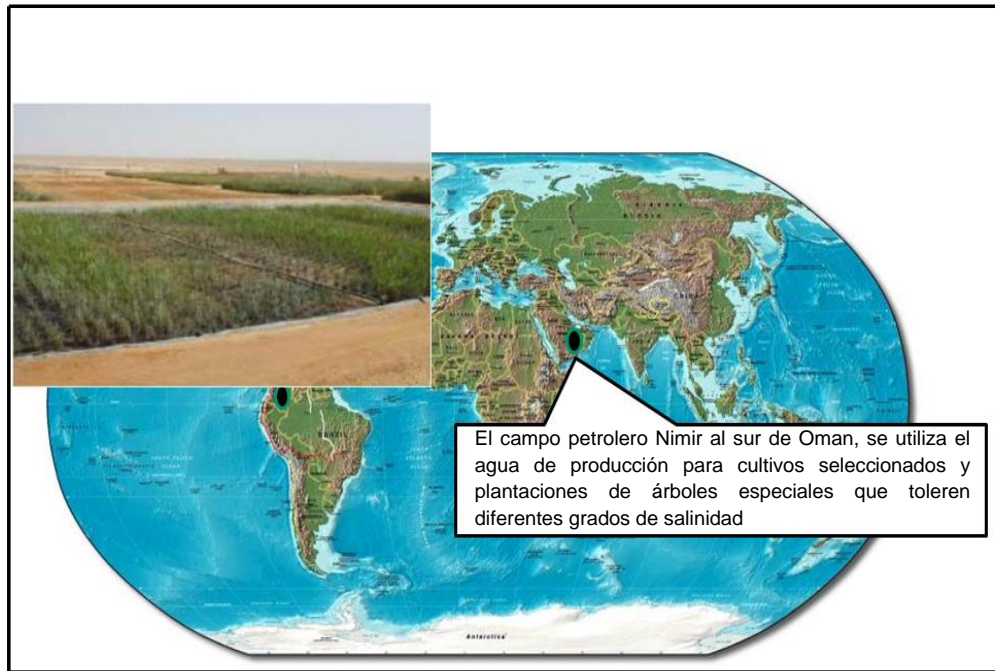
Los estudios realizados hasta ahora por Corpoica, permiten asegurar que no se han encontrado evidencias de residuos de hidrocarburos en el suelo, ni en las plantas, como tampoco en los bovinos estudiados. Lo anterior da viabilidad para estructurar el escalamiento del proyecto. En escenarios futuros se espera que esta opción permita disponer de 4 millones de barriles de agua producidos diariamente en Castilla y Chichimene, de lo contrario, se considerarán otras alternativas como reinyección.

⁹⁷DeJoia, A.J. Developing Sustainable Practices for CBM-Produced Water Irrigation. Colorado Springs, EE.UU. 2002

⁹⁸Ecopetrol. Distrito de Adecuación de Tierras Castilla, 2012

Figura 40. Aplicaciones de Uso Agrícola con Agua de Producción.





Fuente: Ecopetrol. Distrito de Adecuación de Tierras Castilla, 2012.

Periódicamente se han realizado estudios tanto de suelos como en las plantas para observar algún cambio negativo en estos, hasta la fecha no se han evidenciado efectos negativos.

3.6.2 Utilización del Agua Producida para Riego Subterráneo. Como se describió anteriormente, el agua de producción puede ser utilizada para el riego en superficie de vegetación si se combina con algunos elementos nutrientes del suelo, tales como el yeso, este se disuelve en el agua de riego y aporta calcio soluble para reducir al mínimo los efectos nocivos del alto contenido de sodio del agua de producción en la infiltración del suelo. El riego subterráneo utiliza una red de tuberías enterradas con una serie de goteros para aplicar el contenido de yeso, éste va directamente a los horizontes del suelo. Esta práctica permite que el agua de producción pueda ser utilizada para el riego hasta que el yeso en el subsuelo se agote, estos sistemas están diseñados para durar de 10 a 15 años, si se cuidan bien.

BeneTerra LLC.⁹⁹ ha desarrollado un proceso de riego subterráneo, cuyo proceso requiere una cuidadosa caracterización de los suelos en los sitios de riego propuesto para asegurarse de que el suelo contiene suficiente yeso para mantener la infiltración.

Los campos verdes en el fondo de la figura 41 están recibiendo agua de producción a través del sistema de riego subterráneo.

Figura 41. Sistema de Riego Subterráneo con Agua de Producción en BeneTerra.



Fuente: Richard, Arnold. Manejo de la Producción de Agua: De Residuo a Recurso. Oilfield Review Schlumberger, 2010.

⁹⁹ BeneTerra. Riego por Goteo Subterráneo para la Dispersión de Agua Producida en Capas de Carbón. 2006.

3.6.3 Utilización del Agua de Producción como Suministro para el Ganado. En las regiones áridas y semiáridas del mundo, la ganadería suele utilizar agua potable de baja calidad durante varios meses del año. Estos suministros se originan en pequeños pozos, canales, arroyos, etc., una alternativa novedosa es el empleo del agua proveniente de yacimientos de gas o de crudo. Tratándola debidamente esta puede suplir la demanda de agua para el suministro adecuado a los animales (figura 42). Los canales de riego con frecuencia sirven como fuentes de bebida, pero otras fuentes, incluidos los suministros de mala calidad, se utilizan a menudo. Los requisitos de salinidad para el riego son más restrictivos que las de los animales, pero el agua altamente salina o que contiene elementos tóxicos puede ser muy perjudicial para la salud de los animales generando anomalías en la leche o carne o en el peor de los casos la muerte, haciéndolos no aptos para el consumo humano, otros síntomas son: molestias fisiológicas, disminución del apetito, que usualmente es causada por un desequilibrio en la relación con cualquier ion específico. Se ha demostrado que el agua que contiene un alto nivel de magnesio causa diarrea crónica.

Figura 42. Ganado Bebiendo en el Tanque.



Fuente: R.S. Ayers. Calidad del agua para la ganadería, de la Universidad de California en Davis, California, EE.UU. 2002.

3.6.3.1 Parámetros para el Empleo del Agua de Producción en Uso Pecuario.¹⁰⁰

- **Fuentes de Agua.** Se debe controlar la calidad del agua (salinidad y toxicidad) proveniente de los yacimientos para evitar las enfermedades en los animales, señaladas en esta sección.
- **Cambios Estacionales.** El contenido de sales en el agua suministrada en los bebederos para el consumo animal, puede cambiar su composición presentando un aumento de la salinidad debido a la evaporación ocurrida en los periodos de sequía, a elevados cambios de temperatura, mayor consumo de agua por el animal, debido al calor y al aumento de la ingesta de alimento seco.
- **Edad y Estado de los Animales.** Los animales lactantes, jóvenes y débiles son normalmente más susceptibles.
- **Composiciones del Alimento.** Suministrar pastos secos y alimentos para animales de alta suplementaria en proteínas en lugar de pastos verdes puede reducir la tolerancia a la salinidad, debido al menor contenido de humedad en los alimentos y mayor contenido de sal.
- **Especies.** La variación en la tolerancia a la salinidad del agua varía entre las especies animales.

A continuación se muestra la normatividad nacional colombiana donde se exponen los valores admisibles de calidad del agua destinada para uso pecuario.

¹⁰⁰ R.S. Ayers. Calidad del agua para la ganadería, de la Universidad de California en Davis, California, EE.UU. 2002.

3.6.3.2 Normatividad Vigente del Agua para Uso Pecuario. Se entiende como aguas para uso pecuario a aquellas empleadas para el abrevadero de animales, así como otras actividades conexas y complementarias que establezcan los organismos competentes.

Las aguas destinadas a uso pecuario deberán cumplir con los siguientes criterios de calidad (ver tabla 9):

Tabla 9. Criterios de Calidad para Agua de Uso Pecuario.

Referencia	Expresada como	Valor
Aluminio	Al	5.0
Arsénico	As	0.2
Boro	B	5.0
Cadmio	Cd	0.05
Cinc	Zn	25.0
Cobre	Cu	0.5
Cromo	Cr + °	1.0
Mercurio	Hg	0.01
Nitratos + Nitritos	N	100.0
Nitrito	N	10.0
Plomo	Pb	0.1
Contenido de sales	Peso total	3.000

Fuente: Ministerio de Salud. Decreto 475 de 1998.

Parágrafo 1: No se aceptará en el recurso película visible de grasas y aceites flotantes, presencia de material flotante proveniente de actividad humana, sustancias tóxicas o irritantes cuya acción por contacto, ingestión o inhalación, produzcan reacciones adversas sobre la salud humana.

Parágrafo 2: El nitrógeno y el fósforo deberán estar en proporción que no ocasionen eutrofización.¹⁰¹

Teniendo en cuenta los factores mencionados y la necesidad de evitar cualquier riesgo de pérdida económica, la Academia Nacional de Ciencias (1972) de EUA experta en esta área estableció que, desde un punto de vista de la salinidad, el agua de bebida con una conductividad eléctrica (EC_w) inferior a 5 dS / m (ver tabla 10), debe ser satisfactorio en casi cualquier circunstancia. Este reconoció que el malestar de menor importancia fisiológica puede ocurrir con el agua cerca de este límite.

Tabla 10. Guía de Calidad del Agua para el Ganado y Aves de Corral.

Agua de salinidad (CE) (dS / m)	Clasificación	Comentarios
< 1,5	Excelente	Útil para todas las clases de ganado y aves de corral.
1,5 a 5,0	Muy satisfactorio	Útil para todas las clases de ganado y aves de corral. Puede causar diarrea temporal en el ganado que no esté acostumbrado al agua; excrementos acuosos en aves de corral.
5,0 a 8,0	Satisfactorio para el ganado No apta para aves de corral	Puede causar diarrea temporal para los animales que no están acostumbrados a estas aguas A menudo ocasiona heces líquidas, el aumento de la mortalidad y la disminución del crecimiento, especialmente en los pavos.
8,0 a 11,0	El uso limitado de la ganadería No apta para el de aves de corral	Se puede utilizar con seguridad razonable para el ganado lechero y carne de vacuno, ovejas, cerdos y caballos. Evitar el uso de animales gestantes o lactantes. No es aceptable para las aves de corral.
		No apto para aves de corral y, probablemente, no apta

¹⁰¹ Designa el enriquecimiento en nutrientes de un ecosistema. El uso más extendido se refiere específicamente al aporte más o menos masivo de nutrientes inorgánicos en un ecosistema acuático.

Agua de salinidad (CE) (dS / m)	Clasificación	Comentarios
11,0 a 16,0	Un uso muy limitado	para los cerdos. Un riesgo considerable en el uso de las vacas embarazadas o en periodo de lactancia, caballos u ovejas, o para la cría de estas especies. En general, el uso debe evitarse a animales de edades avanzadas, caballos, aves de corral y cerdos pueden subsistir con las aguas de este tipo bajo ciertas condiciones.
> 16,0	No se recomienda	Los riesgos con agua de alta salinidad son tan grandes que no pueden recomendarse para su uso bajo cualquier condición.

Fuente: Adaptado de la Academia Nacional de Ciencias de EUA (1972-1974).

3.6.3.3 Ejemplos de Aplicaciones de Agua para Uso Pecuario a Nivel Mundial.

Ayers y Westcot,¹⁰² Fundación para la Investigación, EE.UU. Departamento de Energía, En su publicación "Calidad del Agua para la Agricultura, Riego y Drenaje", demostraron que a menudo el ganado puede tolerar una variedad de contaminantes en el agua, soportando niveles altos de sólidos disueltos totales (TDS), si se han acostumbrado pertinentemente. Cuando las concentraciones empiezan a aumentar, los animales muestran algún tipo de malestar. El agua con un nivel de TDS de menos de 1.000 ppm es considerada una fuente de agua excelente. El agua con niveles de TDS a partir de 1.000 hasta 7.000 ppm se puede emplear para el ganado, pero puede causar diarrea. Algunos proyectos se han enfocado en crear embalses o estaciones de riego para abastecer de agua potable el ganado.

Ecopetrol¹⁰³ junto con la Corporación Colombiana de Investigación Agropecuaria (Corpoica) determinaron por medio de un monitoreo continuo y riguroso, el impacto de las aguas asociadas a la producción de petróleo en animales y especies vegetales.

¹⁰² Ayers, R.S., and D.W. Westcot, Water Quality for Agriculture, 2003.

¹⁰³ Ecopetrol. Distrito de Adecuación de Tierras Castilla, 2012.

Dicho estudio se inició de manera controlada en las instalaciones del Centro de Investigación La Libertad de Corpoica, ubicado muy cerca al área operativa de Ecopetrol en Villavicencio. En el monitoreo, se transportaban en carro tanques, en promedio, 3.000 galones de agua de la Estación de Recolección Apiay hasta el centro de investigación, donde eran dispuestos en tanques que luego los enviaban a bebederos para ganado y a minisistemas de riego para cultivos controlados de caña y sorgo, especialmente.

Una vez utilizadas estas aguas en cultivos y para dar de beber a los animales, se obtenían muestras de las plantas, del suelo y del ganado que eran sometidas a análisis de laboratorio. Lo que se quería determinar era el impacto de las aguas asociadas a la producción de crudo en los procesos de crecimiento y reproducción.

Se estudiaron por ejemplo¹⁰⁴ tres generaciones de ganado, haciendo un monitoreo continuo de tejidos y leche con el fin de determinar el posible impacto generado en estos animales por el consumo constante de las aguas asociadas. Tres años después de iniciar el monitoreo, Corpoica afirmó en comunicado de prensa que "no se encontró evidencia de residuos de hidrocarburos en los cultivos evaluados ni en el suelo utilizado; lo que permite sugerir el posible uso de estas aguas para la producción agropecuaria".

3.6.4 Uso de Agua de Producción para Riego de Vida Silvestre y Hábitat. Se han considerado proyectos de creación de embalses que recojan y mantengan un gran volumen de agua. En algunos casos, estos pueden tener superficies de al menos varias hectáreas. Los embalses son una buena fuente de agua potable para el hábitat de la fauna silvestre y peces que viven en un entorno árido. Es importante asegurarse de que la calidad del agua embalsada no va a crear problemas de salud para la vida silvestre. Los embalses también pueden ofrecer más oportunidades de recreación para la caza, pesca y paseos en bote.

¹⁰⁴ http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera124/produccion.htm

3.6.4.1 Parámetros para el Uso del Agua de Producción en el Riego de la Vida Silvestre y Hábitat. Los estanques empleados para riego en la vida silvestre proporcionan agua potable durante los períodos de sequía a diferentes clases de animales: (aves acuáticas migratorias, aves neo tropicales, venados, coyotes, gatos monteses, tejones y otros animales salvajes).¹⁰⁵

La superficie de los embalses es susceptible a la erosión y al aumento de los sólidos disueltos totales. La superficie, área y la profundidad del embalse, dependerá del clima y las especies que lo utilicen. Por ejemplo, Para sostener una población de aves acuáticas se debe tener un área superficial de 0,4 a 4,0 hectáreas, (Proctor)¹⁰⁶ y por lo menos 25% del embalse debe tener una profundidad de 3 metros (10 pies). Los embalses de riego de este tamaño y profundidad también podrían emplearse para sostener poblaciones de aves costeras, de tierras altas y peces. Los embalses con una superficie inferior a 0.4 hectáreas probablemente no serían capaces de soportar las poblaciones de peces.

- **La Mortandad de la Fauna Salvaje.** El agua que se emplee para riego en la vida silvestre debe cumplir con ciertas condiciones de calidad, mencionadas a lo largo de este capítulo, debido a que en zonas áridas, con el fin de evitar que tanto animales como la vegetación mueran a causa de un mal tratamiento de esta.

3.6.4.2 Ejemplos de las Aplicaciones de Embalses Empleados para Riego en la Vida Silvestre. Un embalse empleado para la vida silvestre es el reconocido lago Custer, está situado en la cuenca de Oregon Wyoming EE.UU. Aproximadamente 30.000 barriles de agua por día alimentan este lago estacional. Se ha visto un crecimiento masivo de fauna silvestre, como aves acuáticas y de caza.¹⁰⁷

¹⁰⁵ (EE.UU. Fish and Wildlife, 2002).

¹⁰⁶ Proctor, B.R., Thompson, R.W., Bernin, J.E. et al., Practices for Protecting and and Enhancing Fish and Wildlife on Coastal Surface Mined land in The Powder River-Ft. 2006.

¹⁰⁷ Proctor, B.R., Thompson, R.W., Bernin, J.E. et al., Practices for Protecting and and Enhancing Fish and Wildlife on Coastal Surface Mined land in The Powder River-Ft. 2006.

3.6.5 Construcción de Humedales. Los humedales son zonas que están parcial o completamente inundadas durante gran parte o la totalidad del tiempo, incluyen por lo general marismas, turberas y aguas someras (figura 43). Los humedales son ecosistemas complejos y sitios específicos, de extrema importancia para la supervivencia de muchas comunidades en todo el mundo. Hay dos puntos de vista enfrentados sobre la gestión de los humedales: uno agrícola y otro ecológico. Desde el punto de vista agrícola, se asume que los humedales son la base de sistemas de producción robusta, menos sensibles a la degradación debido a la entrada frecuente de agua, nutrientes y desechos orgánicos. Por otro lado, los ecologistas consideran estos mismos humedales como ecosistemas frágiles que deben ser manejados con cautela.

Figura 43. Humedal.



Fuente:http://www.cronicadelquindio.com/noticia-completa-titulo-importancia_de_los_humedales___tema_en_su_conmemoracion-seccion-regional-nota-8428.htm

3.6.5.1 Funciones del Humedal. Aparte de ser un gran ecosistema y un importante hábitat para muchos seres vivos, estos actúan como filtradores naturales de agua, esto se debe a que sus plantas hidrófitas, gracias a sus tejidos, almacenan y liberan agua, y de esta forma hacen un proceso de filtración. Antiguamente los humedales

eran drenados por ser considerados una simple inundación de los terrenos, pero hoy en día se sabe que los humedales representan un gran ecosistema y se les valora más.

3.6.5.2 Parámetros para el Empleo de Agua de Producción en Construcciones de Humedales.¹⁰⁸

- **Temperatura.** Este parámetro es importante en el tratamiento de aguas residuales ya que muchos procesos biológicos dependen de la temperatura.

Asimismo, es determinante para el desarrollo de la actividad bacteriana, cuyo rango óptimo se encuentra entre 25 °C a 35 °C. Cuando la temperatura se acerca a los 50 °C los procesos de digestión aerobia y nitrificación bacteriana se detienen; por otro lado, cuando la temperatura es menor a 5 °C la actividad microbiana se inhibe (Crites y Tchobanoglous¹⁰⁹). La temperatura se determina en el lugar de muestreo mediante termómetros.

- **Olor.** El agua residual fresca y bien tratada es inofensiva, razonablemente soportable. Pero cuando el proceso de degradación de contaminantes se realiza en condiciones anaerobias (en ausencia de oxígeno), existe una amplia gama de olores desagradables que son liberados.

- **Conductividad Eléctrica.** La corriente eléctrica es transportada por iones en solución, por lo tanto el aumento de la concentración de iones provoca un aumento en la conductividad. El valor de la conductividad eléctrica es usado como un parámetro sustituto de la concentración de Sólidos Disueltos Totales (SDT).

¹⁰⁸ Delgadillo, Oscar y Camacho, Alan. Depuración de Aguas Residuales por Medio de Humedales Artificiales, 2010.

¹⁰⁹ Crites, R y G. Sistemas de manejo de aguas residuales para núcleos pequeños y descentralizados, Mc. Graw Hill, Santafé de Bogotá, 2000.

- **Sólidos Disueltos Totales (SDT).** Las actividades domésticas, pecuarias, agrícolas e industriales, además de algunas ocurrencias naturales, son fuentes potenciales de aporte de sólidos en suspensión en el agua. Arce¹¹⁰ considera que los efectos de los sólidos suspendidos en los cuerpos receptores varían según el tamaño y naturaleza de los sólidos; pero que desde un punto de vista general, los efectos más notables son: interferencia con la penetración de la luz solar y el azolve de los cuerpos de agua. Arce, indica que los sólidos suspendidos totales en los humedales no deberían sobrepasar concentraciones mayores a 60 mg/l.

- **Turbidez.** Es una medida de la pérdida de su transparencia, ocasionada por el material particulado o en suspensión que arrastra la corriente de agua. Este material puede consistir en arcillas, limos, algas, que se mantienen en suspensión debido a la fuerza de arrastre de la corriente o a su naturaleza coloidal.

Queralt,¹¹¹ indica que el material coloidal impide la transmisión de la luz, ya que la absorbe o dispersa. La turbidez está asociada con el tamaño de partículas, a menor tamaño de partículas se tendrá mayor turbidez del agua.

Una elevada turbidez puede afectar al proceso de depuración de aguas de la siguiente forma:

- Protegiendo a los microorganismos patógenos de los efectos de la desinfección por acción de la luz solar.
- Estimulando la proliferación de bacterias.

¹¹⁰ Arce, A. et al. Serie autodidáctica de la medición de la calidad del agua: Fundamentos técnicos para el muestreo y análisis de aguas residuales, Madrid, 2010.

¹¹¹ Queralt, R. Tratamiento de aguas industriales: Generalidades, Fundación Universitaria Iberoamericana, Barcelona. 2003.

- Disminuyendo la capacidad de fotosíntesis de plantas acuáticas y zooplancton.

A manera de ejemplo se muestra La normatividad oficial mexicana, la cual muestra los valores admisibles de calidad del agua empleada en la creación de humedales (ver tabla 11). Estos valores pueden servir de referencia a la hora de querer implementar el uso de humedales en Colombia.

Tabla 11. Comportamiento de la Salinidad en los Suelos para la Construcción de Humedales.

Agua de Salinidad (CE) (dS / m)	Clasificación	Condiciones de Salinidad y Efecto Sobre las Plantas
< 1,0	Suelos libres de sales.	No existe restricción para ningún cultivo.
1,0 - 2,0	Suelos muy bajos en sales.	Algunos cultivos muy sensibles pueden verse restringidos por su rendimiento.
2,0 – 4,0	Suelos moderadamente salinos.	Los rendimientos de los cultivos muy sensibles pueden verse afectados en su rendimiento.
4,0 – 8,0	Suelos salinos.	El rendimiento de casi todos los cultivos se ve afectado por esta condición.
8,0 – 16,0	Suelo altamente salino.	Todos los cultivos muy resistentes a la salinidad pueden crecer en estos suelos.
> 16,0	Suelos extremadamente salinos.	Prácticamente ningún cultivo convencional puede crecer económicamente en estos suelos.

Fuente: Norma Oficial Mexicana NOM-21 –RECNAT – 2000.

http://www.infoandina.org/sites/default/files/recursos/depuracion_de_aguas_residuales_por_medio_de_humedales_artificiales.pdf

3.6.5.3 Ejemplos de Aplicaciones de Agua para Irrigación de Humedales a Nivel Mundial. Los investigadores de la universidad de Clemson de Carolina del Sur,¹¹² recibieron fondos para desarrollar sistemas de humedales con el agua asociada a la producción de hidrocarburos, y llevar a cabo estudios científicos para hacer frente a las preocupaciones ecológicas, ambientales y normativas que limitan las opciones para la gestión de agua de producción, incluidas las aguas superficiales de descarga. El proyecto, junto con Chevron, opera los pozos de petróleo y gas en Omán. Después de un estudio piloto de la utilización de humedales artificiales para el tratamiento de agua de producción dando resultados favorables, se ha embarcado en un proyecto de gran tamaño utilizado para el tratamiento de al menos 280.000 barriles / día de agua de producción.

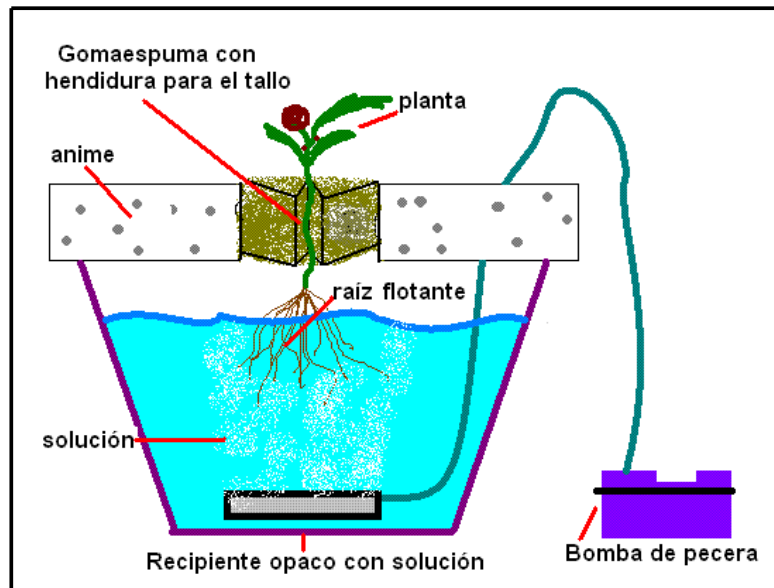
En el campo Santiago en asociación de Petrobras-Ecopetrol,¹¹³ se realiza irrigación de agua de producción a un cultivo de arroz dando resultados favorables, actualmente, Ecopetrol busca expandir estas zonas para producir más arroz a partir de los humedales artificiales creados.

3.6.6 La Acuicultura y Cultivos Hidropónicos. La acuicultura es una forma de agricultura que abarca la propagación, cultivo y comercialización de los animales acuáticos, las plantas y los suministros relacionados. Es la forma de más rápido crecimiento de la agricultura en los Estados Unidos. La hidroponía es el cultivo de plantas sin el uso de suelo orgánico (ver figura 44).

¹¹² Consultoría para la Protección de Aguas Subterráneas, Fundación para la Investigación, EE.UU. Departamento de Energía. Handbook on Coal Bed Methane Produced Water: Management and Beneficial Use Alternatives, 2003.

¹¹³ Ecopetrol. Distrito de Adecuación de Tierras Castilla, 2012.

Figura 44. Esquema del Proyecto de Raíz Flotante de Hidroponía.



Fuente: <http://www.hidroponiaaldia.com/2010/02/raiz-flotante-hidroponica-con-solucion.html>

3.6.6.1 Ejemplos de Embalses Empleados para la Acuicultura y Cultivos Hidropónicos. Jackson y Myers¹¹⁴ describen experimentos de invernadero para cultivar vegetales y peces; diferentes pruebas comparan el agua de producción y el agua potable como fuentes de agua, estos proyectos estudian un cultivo de las plantas hidropónicas y un grupo de la acuicultura, como resultado se observó que los tomates cultivados con agua de producción eran más pequeños que sus contrapartes cultivados con agua potable. Otro ejemplo estudiado era una tilapia (*Oreochromis niuloticus / aureus*), la cual se crió en un tanque de agua de producción y pesaba más que las planteadas en un tanque de agua potable. Sin embargo, algunos de los peces criados en el agua de producción murieron, mientras que no hubo fallecimientos en el tanque de agua potable. En resumen, las pruebas mostraron que el agua de producción podría servir como una fuente de agua para las verduras y el pescado, sobre todo cuando otras fuentes de agua potable no están disponibles.

¹¹⁴ Jackson, L., and J. Myers. Alternative Use of Produced Water in Aquaculture and Hydroponic Systems at Naval Petroleum Reserve. 2002.

Una variedad de plantas pueden ser cultivadas en el sistema de acuaponía¹¹⁵ y plantas pueden ser cultivadas a partir de semillas, plántulas, o esquejes. Las lechugas y ensaladas verdes, el tomate y champiñones, tienen un buen crecimiento.

¹¹⁵ Producción sustentable de peces y plantas en los que ambos se benefician mutuamente en un mismo sistema de recirculación de agua. Los peces proporcionan los nutrientes a las plantas y estas filtran los desechos de los peces, obteniendo así, productos saludables de alto valor comercial.

4. METODOLOGIA PARA EL MANEJO DE AGUAS DE PRODUCCION EN UN CAMPO PETROLERO

4.1 MINIMIZACIÓN DE LOS CAUDALES DEL AGUA PRODUCIDA

El tratamiento, disposición y eliminación del agua producida, en conformidad con reglamentaciones y guías ambientales aceptadas, tratan el síntoma mas no consideran necesariamente el origen del problema. Por otra parte el tratamiento y la forma de eliminación elegidas, aunque puedan satisfacer los requisitos para la protección ambiental, pueden no ser la forma mas adecuada de manejar el residuo dentro del cuadro general de producción considerado. Siendo más efectivo considerar la operación total con todas sus partes constitutivas e incluir al agua producida como solamente uno de dichos componentes. Este tema incluye un proceso entero, mecanismos efectivos de producción del yacimiento, la homogeneidad y/o estratificación del yacimiento, métodos de producción, tratamientos de superficie, predicciones de volúmenes y alternativas de eliminación. Este entendimiento global conducirá a una mejor forma de manejar todos los desperdicios del proyecto total de producción. Los planes de desarrollo deberán exigir la aprobación de la dirección del proyecto o de la dirección del área, y deberán incorporar métodos de reducción de desperdicios tales como las "4R" (reducción, reutilización, reciclado, recuperación).

4.1.1 Reducción de la Cantidad de Agua Producida. La reducción del agua es la opción preferida, producir la menor cantidad de agua posible. Sin embargo, el agua es producida conjuntamente con el petróleo y muchas veces es extremadamente difícil reducir la producción de agua. Existen algunas opciones basadas encada situación específica como se muestra en la tabla 12.

Tabla 12. Disposición del Agua de Producción.

REDUCIR	Generar una menor cantidad de agua empleando métodos más eficaces para su control. Por ejemplo: dispositivos mecánicos de bloqueo, geles, cemento, separación en fondo del pozo (DOWS, DGWS).
REUSAR	Extracción del agua de producción para su posterior uso en diversas áreas como: agropecuaria, zona industrial, evaporación, riego en la vida silvestre y hábitat, construcción de humedales.
RECICLAR	Convertir el agua residual en un producto que se pueda emplear en un futuro o para almacenamiento en zonas subterráneas por ejemplo: inyección de agua para uso a futuro, reinyección como método de recobro (EOR), mantenimiento de presión (PWRI).
RESIDUO	Lo que inevitablemente queda y requiere un método de eliminación. Vertimiento en afluentes.

Fuente: Autor

A continuación se describe la metodología y las herramientas básicas que se emplearon para el desarrollo de un módulo virtual, que consiste en la identificación de estrategias adecuadas de gestión del agua para disponer de esta de una forma segura y económicamente rentable.

4.2 INTRODUCCIÓN AL ANÁLISIS MULTICRITERIO

En numerosos entornos de simulación resulta necesario tomar algún tipo de decisión por parte de los agentes involucrados. Se hace necesario recurrir a algún tipo de estrategia basada en el paradigma de la Teoría de la Decisión. Existen diversos métodos y estrategias dentro de este paradigma para decidir sobre la

alternativa a elegir en la decisión. En los entornos reales, las variables de decisión toman sus valores de acuerdo a la situación real del momento.

En este trabajo se pretenden establecer las bases para la aplicación del enfoque conocido como Teoría de la Decisión Multicriterio (MultiCriteria-Decision Making, MCDM).¹¹⁶

El análisis multicriterio es una metodología de toma de decisiones que se ha impuesto como la idónea en multitud de campos de aplicación. El importante subcaso en el que hay que decidir entre varias alternativas, desde unas pocas a algunos centenares, teniendo en cuenta diversos criterios o puntos de vista, surge frecuentemente. A este tipo de problemas se dedica la llamada Decisión Multicriterio, cuyo grado de madurez científica está ya hoy sólidamente establecido. No sólo en su faceta puramente teórica, en donde cuenta con un notable cuerpo de propuestas, resultados y vías abiertas de investigación, sino en la práctica, dada su extensa gama de aplicaciones en muy diversos contextos.

El objetivo fundamental lo constituye el análisis y comportamiento del método basado en la teoría MCDM y para ello se hace necesario disponer de un entorno de simulación lo más sencillo posible con el fin de que éste no enmascare los resultados producidos por el MCDM. Esta ha sido la motivación que ha llevado al diseño de una herramienta sencilla para verificar el comportamiento del método MCDM.

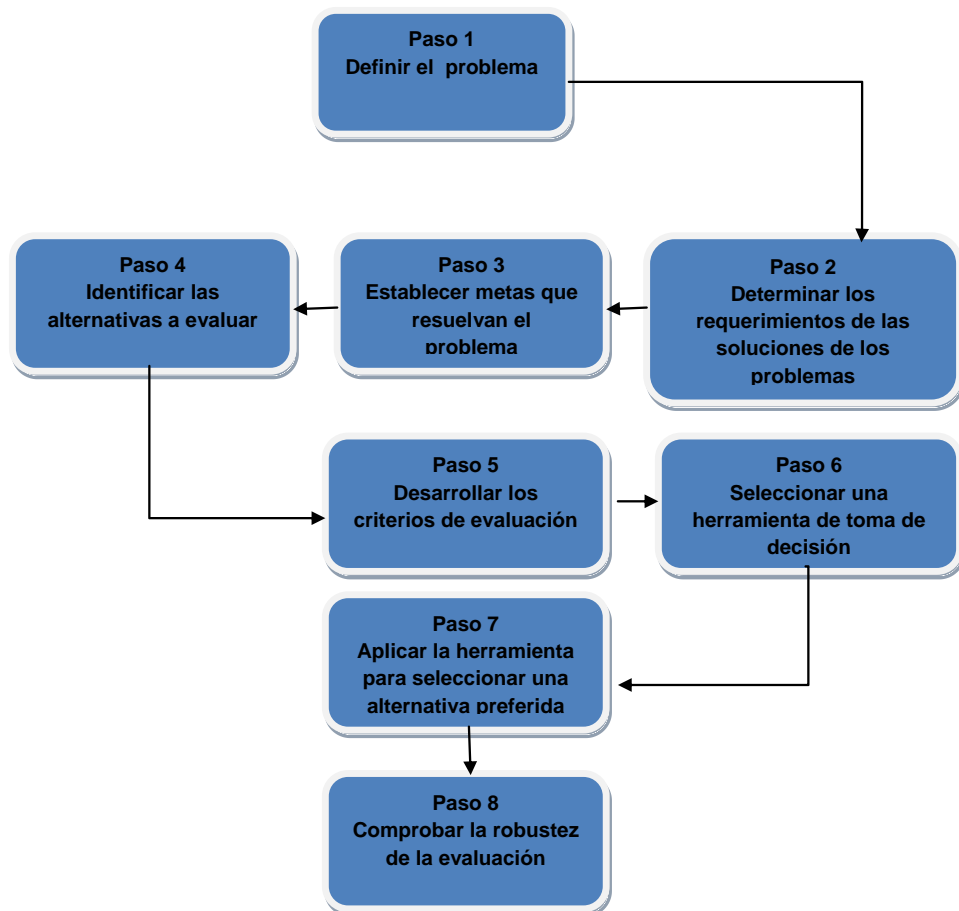
4.2.1 Revisión de Criterios. El objetivo del análisis MCDM es recomendar una acción, donde las diferentes alternativas se pueden evaluar en términos de muchos criterios; se debe tener en cuenta el problema que se presenta y el método que se utiliza para solucionarlo. Esta solución depende en gran medida de la personalidad

¹¹⁶ Herrera Cano, Pedro Javier. Toma de Decisiones en la Simulación Basados en la Teoría de la Decisión Multicriterio. Departamento de Ingeniería del Software e Inteligencia Artificial. Madrid, 2008.

de quien toma las decisiones, (Justel, 2007).¹¹⁷ Una ventaja clave de MCDM es que permite una mayor participación de los interesados y proporciona una mayor eficacia de las decisiones que se toman en todos los niveles de valoración.

De acuerdo con Lahdelma et al. (2000), MCDM se caracteriza por que es todo un proceso, el cual se planifica a través de la recolección, almacenamiento y procesamiento de diferentes tipos de información para la construcción de una idea viable de cómo resolver un problema multicriterio.

Figura 46. Proceso general de toma de decisiones (Baker et al. 2001)



Fuente: Decision Making Tool for Produced Water Management: An Application of Multicriteria Decision Making. 2008.

¹¹⁷ Justel Lozano, D. y Pérez Bartolomé, E. Estudio de Métodos de Selección de Conceptos. 2007.

4.2.2 Definir el Problema. Este proceso implica la definición del problema, limitando los supuestos para alcanzar los objetivos. La definición del problema debe ser concisa y sin ambigüedades y acordados por todos los responsables y partes interesadas; es un paso crucial y necesario antes de proceder a la siguiente etapa.

Problema: Volumen excesivo de agua de producción.

4.2.3 Determinar los Requisitos. Los requisitos son las condiciones que cualquier solución aceptable al problema debe cumplir. En forma matemática, estos requisitos son las restricciones que describen un conjunto de soluciones factibles. Es importante tener en cuenta todas las evaluaciones subjetivas o de juicio que pueden ocurrir en el desarrollo del problema, los requisitos deberán constar en forma cuantitativa.

- **Requisitos.** Hace énfasis en el volumen y tratamiento del agua de producción, dependiendo de la calidad del agua al finalizar su tratamiento (contenidos de sólidos totales, salinidad, pH, entre otros), esta se puede disponer para las diferentes metodologías, expuestas en el capítulo 3.

4.2.4 Establecer Metas. Las metas hacen referencia al cumplimiento de las intenciones propuestas y alcanzar los valores deseados.

- **Metas**
 - Minimización del agua proveniente del yacimiento.
 - Disposición del agua de producción.
 - Generación de ingresos a partir de la disposición del agua.

- Evitar la contaminación ambiental.

4.2.5 Identificar las Alternativas. Pueden existir distintas alternativas que ofrecen varios enfoques para lograr cumplir en su totalidad la condición inicial propuesta en la solución del problema en estudio (Baker et al. 2001). Las alternativas deben cumplir con los requisitos, si hay más alternativas posibles, estas deben ser examinadas una por una para comprobar los requisitos y criterios que conllevan.

Alternativas para el manejo del agua de producción.

- Reducir
- Reusar
- Reciclar
- Residuo.

4.2.6 Definir los Criterios. Los criterios son los factores que controlan y gobiernan las decisiones que se toman para establecer la mejor alternativa para solucionar el problema. Un conjunto coherente de criterios debe evitar la redundancia, y además ser muy exhaustivo. Lo habitual es organizar los grupos de criterios, subcriterios y sub-sub-criterios en una estructura de árbol de decisión. Los criterios de agrupamiento pueden ayudar en el proceso de comprobación y cálculo en algunos métodos, y facilitan la aparición de puntos de vista de más alto nivel que ayudan al desarrollo del problema.

Criterios para la selección de la metodología.

- **Reducir.** Se debe tener en cuenta, que los componentes o dispositivos empleados para la minimización del agua de producción (cemento, geles, dispositivos mecánicos) no deben causar reacción alguna con los componentes químicos, (iónicos) de la estructura interna del yacimiento. En el caso del empleo de geles o cemento, se debe realizar una prueba de salinidad para comprobar la compatibilidad de estos elementos con las propiedades del yacimiento, evitando problemas operacionales como deterioro de la paredes del yacimiento, corrosión, conificación, adicionalmente el gel o cemento que se inyecte, debe cumplir con características como buena viscosidad y densidad, para que su trabajo sea eficaz, circulando adecuadamente por la tubería taponando los lugares con exceso de agua.
- La temperatura es otro de los criterios que se debe considerar al momento de implementar estos mecanismos, una elevada temperatura puede ocasionar la desnaturalización interna de las estructuras en los geles o cements, haciéndolos inservibles.
- Presión, los dispositivos mecánicos como los straddle packer, estranguladores, downs, interrumpen parcialmente el flujo de fluidos a lo largo del tubing desde el fondo del pozo hasta la superficie, generando un aumento de presión, el cual debe ser controlado puesto que un aumento excesivo puede ocasionar fugas en la tubería, permitiendo el escape de fluidos al medio, y esto a su vez conlleva a ocasionar problemas de conificación.
- **Reusar.** En esta etapa del proceso del manejo del agua de producción se tienen en cuenta criterios físicos y químicos. Es de vital importancia que el agua producida, cumpla con algunas normas de calidad, para su posterior distribución y comercio, preferiblemente si se va a utilizar en áreas agropecuarias, empleo para

hábitats naturales. Si el agua de producción contiene un contaminante químico, o un elemento tóxico en niveles elevados, podría reflejar daños permanentes en la fauna y flora. Un exceso de sodio, potasio, yeso, nitrógeno, generaría un daño tanto en tejidos animales como vegetales, en caso de su ingesta, provocaría desde una simple deshidratación hasta una diarrea crónica, o en caso de su absorción, se reflejaría desde la quema en las hojas, hasta la mala absorción de las raíces.

- Otro criterio a tener en cuenta es la edad de los animales, debido a que los animales de mayor edad son vulnerables a sufrir los efectos secundarios de la ingesta, se aconseja empezar a suministrarla en animales jóvenes quienes tienen un mayor grado de asimilación, los cambios estacionales pueden variar las concentraciones del agua, sobretodo en épocas de verano, se debe tener un control muy detallado para evitar el aumento de las sales, por último a nivel general no todas las especies son adecuadas para el empleo de esta agua, algunas son más susceptibles que otras, todo esto afectaría en gran escala el desarrollo, provocando en algunos casos la muerte.

- Si se desea emplear para la regeneración o creación de hábitats o para humedales, es indispensable contar con agua que cumpla con altos estándares de calidad, un terreno adecuado para su posterior modificación, convirtiéndolo en algunos afluentes o lagunas lo suficientemente grandes y sólidas para verter el volumen de agua de producción; se deberá tener un suelo estable (con composiciones neutras de sales) para evitar la filtración. Otro criterio importante es la temperatura, se debe revisar que el agua proveniente de las plantas petroleras, llegue a una temperatura óptima para su vertimiento, evitando que esta elimine la vida que exista en estos lugares; esta temperatura debe estar por debajo de los 38 grados centígrados. Algún indicio en el olor o turbidez en el agua pueden ser síntomas que el agua está contaminada y por consiguiente lentamente traiga consigo efectos negativos para el lugar.

- **Reciclar.** Estos criterios son muy importantes y determinan un óptimo desarrollo en esta etapa del manejo del agua de producción. Durante el proceso de reciclado del agua, en cuanto a la inyección como método de recobro se refiere, se deben tener en cuenta las propiedades del yacimiento en el cual se va a inyectar, como porosidad, permeabilidad, área y profundidad del yacimiento, mojabilidad y presión capilar (descritos en el capítulo 3); el criterio de calidad del agua de inyección está relacionado con la relación agua-aceite, el pH, sólidos suspendidos totales y oxígeno disuelto, y así tener un excelente control en los trabajos de recobro mejorado y no ocasionar daños en el yacimiento.
- Cuando el modo de reciclado es la inyección como almacenamiento para su posterior uso, los criterios que deben tener en cuenta son muy similares a los presentes en la inyección como método de recobro; se debe conocer la extensión del área, el grosor y la profundidad a la que se encuentra el acuífero en el que va a ser inyectada el agua, así como los criterios químicos del agua que se va a inyectar. La salinidad es tal vez el más importante, ya que si no se tiene el debido control de esta, puede llegar a dañar la formación receptora, debido a la poca afinidad existente entre el agua de inyección y esta.
- **Residuo.** Los criterios que se tienen en cuenta en esta etapa del proceso del manejo del agua de producción, tienen que ver con los vertimientos que se hacen en afluentes de agua natural. Por tanto están regidos por normas ambientales como se describió en el capítulo 3. El caudal que se tiene de agua, la frecuencia de descarga y el tiempo que dura la descarga son algunos de los criterios más importantes. Además los criterios químicos como el pH, la temperatura, el contenido de grasas y aceites, sólidos suspendidos, la demanda bioquímica de oxígeno y cloruros tienen sus valores mínimos permitidos para poder disponer el agua de producción en esta etapa de su gestión.

4.2.7 Evaluar las Alternativas Frente a los Criterios. Para evaluar las alternativas respecto a los criterios se debe requerir de datos de entrada. En función de los criterios, la evaluación puede ser objetiva, o puede ser subjetiva (juicio), lo que refleja la valoración del evaluador. La herramienta de selección escogida puede ser aplicada para clasificar las alternativas o para seleccionar un conjunto de las alternativas prometedoras.

4.1.8 Validar las Soluciones Basadas en el Planteamiento del Problema. Las alternativas seleccionadas siempre tienen que ser validadas con los requisitos y objetivos del problema de decisión. En los problemas complejos las alternativas seleccionadas también pueden llamar la atención de los responsables de la información o las partes interesadas en tomar las decisiones.

4.1.8.1 Estructura del Problema MCDM: Un problema general MCDM puede expresarse en forma matricial como:

$$D = \begin{matrix} & A_1 & A_2 & \dots\dots\dots & A_m \\ \begin{matrix} X_1 \\ X_2 \\ \cdot \\ X_n \end{matrix} & \begin{bmatrix} C_{11} & C_{12} & \dots\dots\dots & C_{1m} \\ C_{21} & C_{22} & \dots\dots\dots & C_{2m} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ C_{n1} & C_{n2} & \dots\dots\dots & C_{nm} \end{bmatrix} \end{matrix}$$

$$w = [w_1, w_2, \dots\dots\dots, w_n]$$

Donde

$A_i, i = 1, 2, \dots, m$ denota las alternativas.

$X_j, j = 1, 2, \dots, n$ representan los atributos o criterios.

C_{ij} = valores nítidos o fuzzy que indican la calificación del desempeño de cada A_i alternativa con respecto a cada criterio de X_j .

$W_j, j = 1, 2, \dots, n$ son los factores de ponderación y representan la importancia relativa de los criterios.

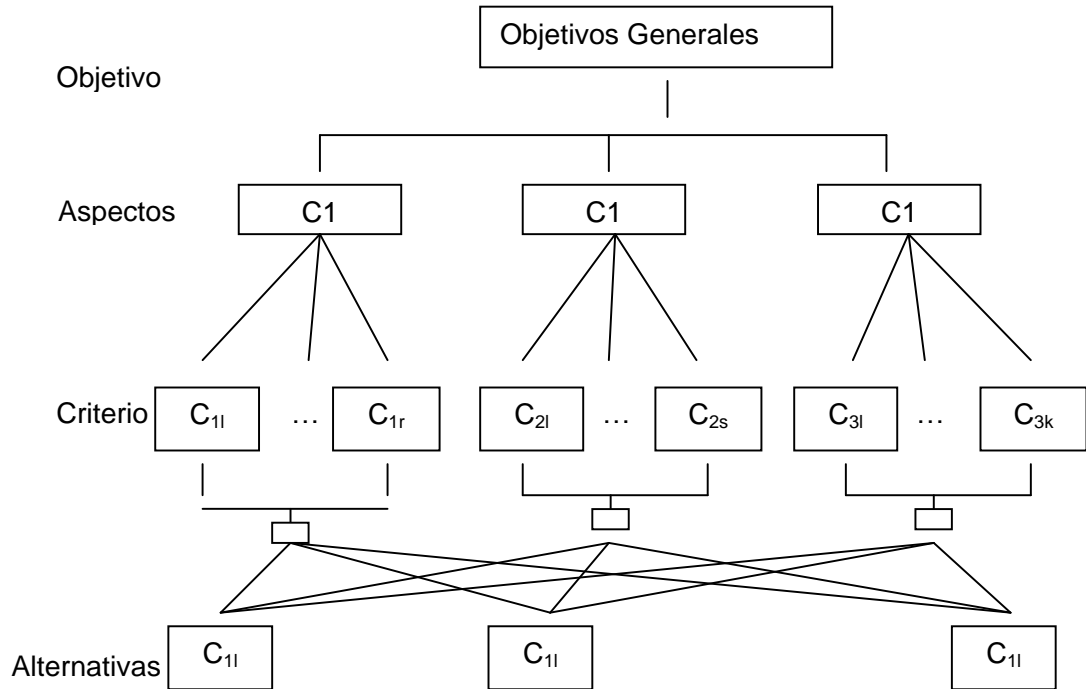
La evaluación práctica de la C_{ij} es crítica debido a la información no cuantificable, que puede obtenerse incompleta. La información no cuantificable conduce a clasificaciones subjetivas. Esta limitación en los métodos de MCDM puede abordarse a través de enfoques basados en difusas; la fortaleza de la metodología MCDM radica en la conexión dinámica de todos los pasos descritos en la sección anteriormente.

4.1.9 Decisión con Criterios Múltiples Difusos o Fuzzy. Las herramientas MCDM, que son comúnmente utilizados en la toma de decisiones para la solución de problemas, se basan en valores reales. Las principales limitaciones de estas técnicas son que no pueden manejar la incertidumbre en el juicio del decisor. Esta limitación en los métodos de MDCM ha llevado a un enfoque basado en el difuso.

El enfoque propuesto es MCDM, programación difusa compuesta, que implica la extensión de un proceso de jerarquía analítica difusa (FAHP).

La toma de decisión multicriterio difusa o fuzzy (FMCDM) básicamente se compone de dos fases (Dubois y Prade, 1980) en la fase 1, los datos que se pueden tener para cada alternativa / estrategia, y en la fase 2 todas las alternativas se clasifican de acuerdo a su valor sintético (o valor de utilidad) de la fase 1. La figura 47 muestra el sistema de jerarquía para la evaluación de la toma de decisión multicriterio.

Figura 47. Sistema de jerarquía para FMADM



Fuente: Decision making tool for produced water management: An application of multicriteria decision making. 2008

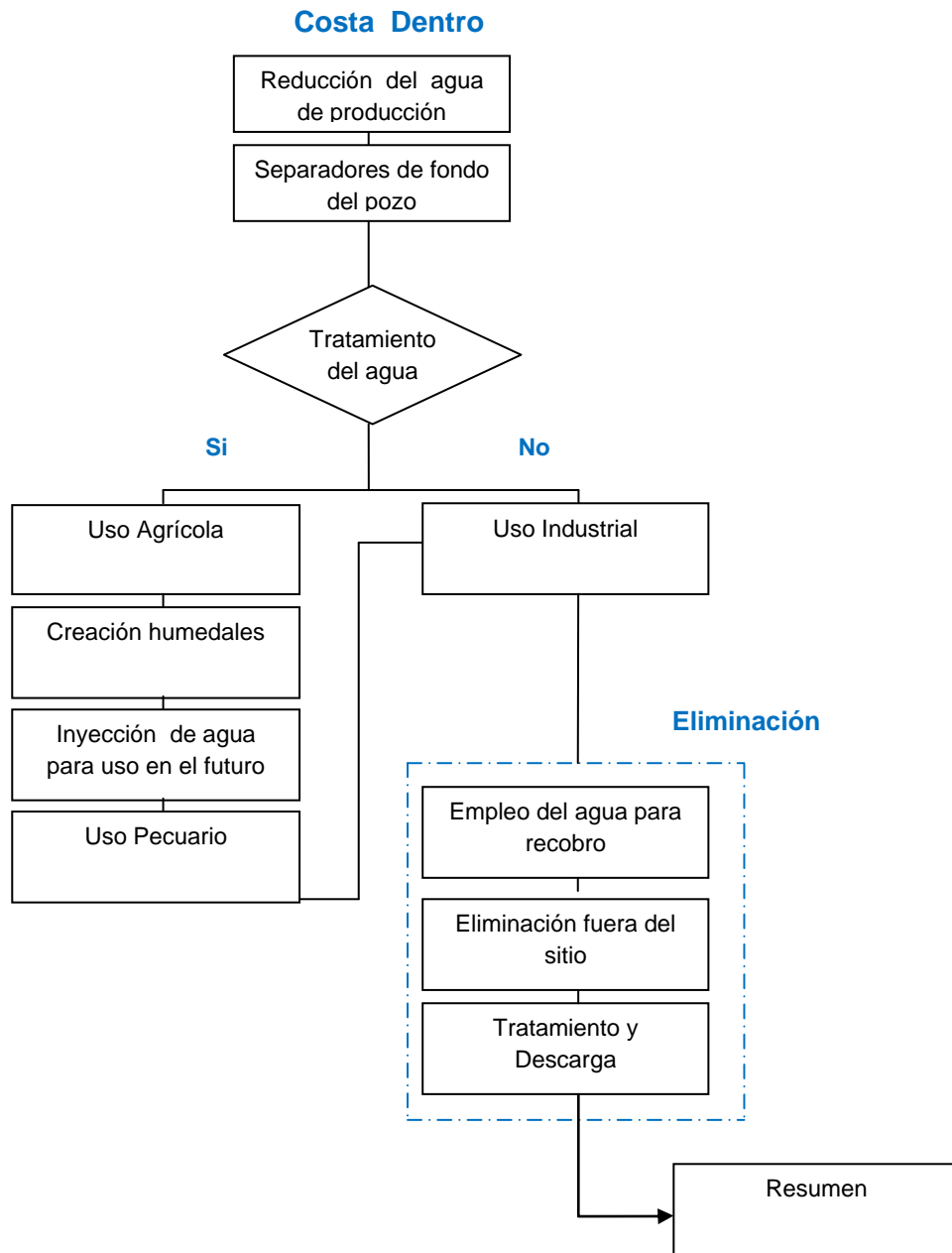
4.3 HERRAMIENTA VIRTUAL PARA EL MANEJO DE AGUAS DE PRODUCCION EN UN CAMPO PETROLERO

Haciendo énfasis en el análisis multicriterio (MCDM) y en las herramientas básicas empleadas para la creación y programación, se creó una metodología de identificación de la tecnología para el manejo del agua de producción. Es una herramienta interactiva y didáctica que consiste en la identificación de adecuadas estrategias de gestión del agua, con el fin de disponerla de una forma segura, sin generar un impacto negativo al medio ambiente.

Esta metodología consta de tres niveles, los cuales en su orden son: gestión del agua - jerarquía en la prevención de la contaminación (es decir, la minimización de la misma), reciclaje, reutilización - eliminación). Esta metodología ayuda a los usuarios a identificar las opciones de gestión más comunes para el manejo del agua de producción, pero los usuarios también deben tener en cuenta sus propios criterios provenientes del agua que están manejando, estos criterios pueden ser: volumen de agua, criterios de calidad, lugares específicos analizados para su vertimiento (afluentes, formaciones aledañas al yacimiento), relación costos/beneficio, entre otros.

La Metodología para el manejo de aguas de producción en un campo petrolero está representada por medio de un diagrama de flujo el cual se muestra a continuación.

Figura 51. Metodología para el manejo de aguas de producción en un campo petrolero.

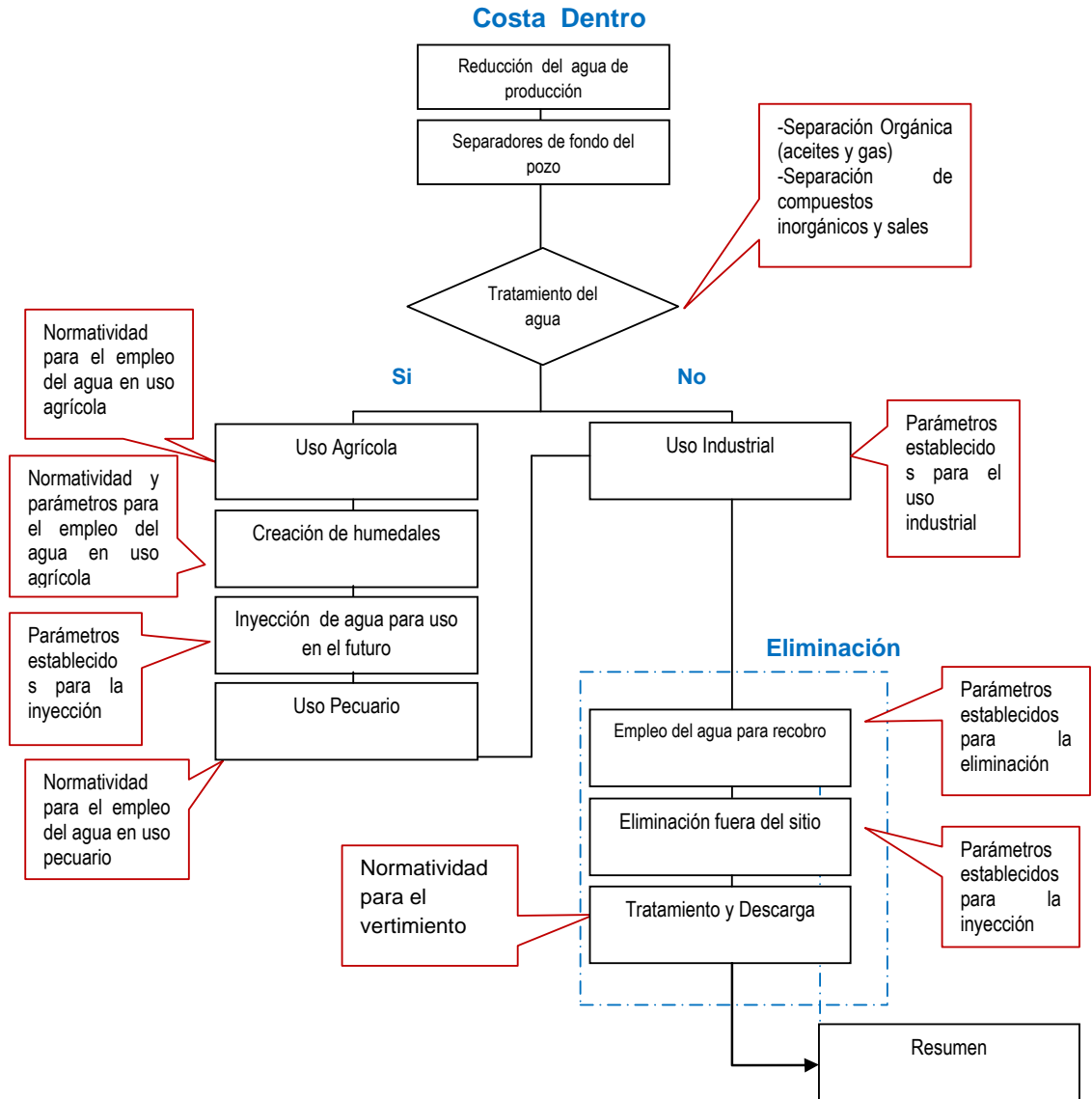


Fuente: Los autores

Donde adicionalmente se emplean el uso de subrutinas las cuales proporcionan criterios de aplicabilidad al diagrama de flujo central, como rango de normatividades

nacionales e internacionales, control de sustancias orgánicas o inorgánicas del agua de producción, entre otros, con el fin de optimizarlo y dar un resultado preciso a las necesidades de los usuarios.

Figura 52. Subrutinas de la Metodología para el manejo de aguas de producción en un campo petrolero.



Fuente: Los autores

Con el fin de crear una herramienta novedosa capaz de interactuar didácticamente con el usuario, se desarrolló una página web, donde los usuarios pueden acceder de una manera muy fácil y segura, ya sea desde sus portátiles, teléfonos celular (Black Berry), computadores de casa, tablas, entre otros. El módulo de identificación de la tecnología para el manejo del agua de producción trabaja de la siguiente forma: se plantean algunas preguntas que están configuradas para responderse con un solo 'sí' o 'no' por ejemplo ubicación del pozo, características físicas del sitio que podrían permitir o inhibir el uso de varias opciones del módulo, si el organismo regulador con jurisdicción permite o prohíbe las opciones particulares, y si el costo o la política de la compañía del usuario podría actuar como un obstáculo para las opciones propuestas.

Dependiendo de cómo las primeras preguntas son respondidas, los usuarios se enfrentarán a una serie de preguntas adicionales. Algunas de estas pueden tener una respuesta inmediata, mientras que otras requieren de una mayor investigación de otras partes de este sitio web. Los usuarios podrán imprimir un resumen de las opciones más adecuadas para la disposición del agua de producción, cuando el proceso se ha completado.

A continuación se muestra el enlace de la página de internet donde se puede acceder al módulo de identificación de la tecnología para el manejo de aguas de producción en un campo petrolero: **<http://jesufer.co.cc/projects/prodWatRob/>**

5. GLOSARIO

Acuicultura: Cultivo o la creación de organismos cuyo ciclo de vida se dé en condiciones naturales, total o parcialmente en el agua.

Acuífero: Unidad de roca o sedimento, capaz de almacenar y transmitir agua.

Afluente: Incorporación de caudal aportado por uno o más cauces hacia otro de mayor envergadura.

Aguas continentales: Cuerpos de agua que se encuentran en tierra firme, sin influencia marina. Se localizan en las tierras emergidas, ya sea en forma de aguas superficiales o aguas subterráneas.

Aguas meteóricas: Aguas que están en la atmósfera.

Aguas servidas: Residuos líquidos provenientes del uso doméstico, comercial e industrial.

Bioensayo acuático: Procedimiento por el cual las respuestas de organismos acuáticos se usan para detectar o medir la presencia o efectos de una o más sustancias, elementos, compuestos, desechos o factores ambientales solos o en combinación.

Capacidad de asimilación y dilución: Capacidad de un cuerpo de agua para aceptar y degradar sustancias, elementos o formas de energía, a través de procesos naturales, físicos químicos o biológicos sin que se afecten los criterios de calidad.

Carga contaminante: Cantidad de un contaminante transportado o liberado en un cuerpo de agua receptor, expresada en masa por unidad de tiempo.

Cauce natural: Faja de terreno que ocupan las aguas de una corriente al alcanzar sus niveles máximos por efecto de las crecientes ordinarias.

Cauces artificiales: Conductos descubiertos, construidos por el ser humano para diversos fines, en los cuales discurre agua de forma permanente o intermitente.

Caudal ambiental: Volumen de agua necesario en términos de calidad, cantidad, duración y estacionalidad para el sostenimiento de los ecosistemas acuáticos y para el desarrollo de las actividades socioeconómicas de los usuarios aguas abajo de la fuente de la cual dependen tales ecosistemas.

Concentración: Relación existente entre el peso de una sustancia, elemento o compuesto y el volumen del líquido que lo contiene.

Conductividad: Habilidad ó poder de conducir o transmitir calor, electricidad o sonido, de una sustancia

Cuerpo de agua: Sistema de origen natural o artificial localizado, sobre la superficie terrestre, conformado por elementos físicos-bióticos y masas o volúmenes de agua, contenidas o en movimiento.

Cuerpo receptor: Corriente o depósito natural de agua, presas, cauces, zonas marinas o bienes nacionales donde se descargan aguas residuales, así como los terrenos donde se infiltran o inyectan dichas aguas.

Efluente: Corresponde a un curso de agua, también llamado distributivo, que desde un lugar llamado confluencia se desprende de un lago o río como una derivación menor, ya sea natural o artificial.

Medio ambiente Léptico: cuerpos de agua cerrados que permanecen en un mismo lugar sin correr ni fluir, como los lagos, las lagunas, los esteros o los pantanos.

Medio ambiente Lótico: Ríos, manantiales, arroyuelos; acequias y canales en el que el agua está en continuo movimiento. A lo largo de su curso presenta cambios físicos, químicos y biológicos.

Muestra integrada: Aquella que se forma por la mezcla de muestras puntuales tomadas de diferentes puntos simultáneamente, o lo más cerca posible. Un ejemplo de este tipo de muestra ocurre en un río o corriente que varía en composición de acuerdo con el ancho y la profundidad.

Muestra puntual: Es la muestra individual representativa en un determinado momento.

Muestra compuesta: Es la mezcla de varias muestras puntuales de una misma fuente, tomadas a intervalos programados y por periodos determinados, las cuales pueden tener volúmenes iguales o ser proporcionales al caudal durante el periodo de muestras.

Norma de vertimiento: Conjunto de parámetros y valores que debe cumplir el vertimiento en el momento de la descarga.

Objetivo de calidad: Conjunto de parámetros que se utilizan para definir la idoneidad del recurso hídrico para un determinado uso.

Parámetro: Variable que, en una familia de elementos, sirve para identificar cada uno de ellos mediante su valor numérico.

Patógeno: Aquella entidad biológica capaz de producir enfermedades o daños a la biología de un huésped (humano, animal, vegetal, etc.) sensiblemente predispuesto.

Pruebas toxicológicas: Pruebas para determinar el efecto de los agentes nocivos físicos o químicos a los distintos organismos y evaluar el riesgo potencial para la salud humana.

Punto de control del vertimiento: Lugar técnicamente definido y acondicionado para la toma de muestras de las aguas residuales, localizado entre el sistema de tratamiento y el punto de descarga.

Punto de descarga: Sitio o lugar donde se realiza un vertimiento al cuerpo de agua, al alcantarillado o al suelo.

Recreación de contacto primario: Actividades que involucren contacto directo y prolongado con el agua. Por ejemplo: natación, buceo, esquí acuático.

Recreación de contacto secundario: Actividades que involucren contacto accidental o esporádico con el agua donde la posibilidad de ingerir agua es pequeña. Por ejemplo: la pesca y la navegación.

Recurso hídrico: Aguas superficiales, subterráneas, meteóricas y marinas.

Reúso del agua: Utilización de los efluentes líquidos previo al cumplimiento del criterio de calidad.

Toxicidad: Propiedad que tiene una sustancia, elemento o compuesto, de causar daños en la salud humana o la muerte de un organismo vivo.

Toxicidad aguda: Propiedad de una sustancia, elemento, compuesto, desecho, o factor ambiental, de causar efecto letal u otro efecto nocivo en cuatro (4) días o menos a los organismos utilizados para el bioensayo acuático.

Tratamiento convencional: Tratamiento del agua por medio de coagulación y floculación seguida de la desinfección y la corrección de pH.

Tratamiento simplificado: Soluciones a través de filtración, desinfección y control del pH cuando sea necesario.

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

Vertimiento puntual: El que se realiza a partir de un medio de conducción, del cual se puede precisar el punto exacto de descarga al cuerpo de agua, al alcantarillado o al suelo.

Vertimiento no puntual: Aquel en el cual no se puede precisar el punto exacto de descarga al cuerpo de agua o al suelo, tal es el caso de vertimientos provenientes de escorrentía¹¹⁸, aplicación de agroquímicos u otros similares.

Zona de mezcla: Área técnicamente determinada a partir del sitio de vertimiento, indispensable para que se produzca mezcla homogénea de este con el cuerpo receptor; en la zona de mezcla se permite sobrepasar los criterios de calidad de agua para el uso asignado, siempre y cuando se cumplan las normas de vertimiento.

¹¹⁸ Escorrentía: Lámina de agua que circula sobre la superficie en una cuenca de drenaje

6. CONCLUSIONES

Se identificaron diversos procedimientos estandarizados para cuantificar y valorar las características fisicoquímicas que debe cumplir el agua para su disposición en diferentes medios, con fines agropecuarios, industriales o para implementarse en el mismo campo donde se extrae.

El agua de producción es un problema en cualquier campo petrolero, debido a sus contaminantes y altos volúmenes que se obtienen y deben ser tratados; por esta razón conocer y analizar cada una de las propiedades del agua debe ser una prioridad para convertir este problema en una fuente de soluciones que demanden la necesidad de utilizar este recurso hídrico.

De acuerdo a la información compilada en este proyecto, se encontraron diversas opciones para la gestión del agua de producción, es decir se analizaron los métodos más comunes para evitar o minimizar su producción, también cómo disponerla de la mejor forma cumpliendo con los parámetros requeridos dentro de la norma vigente actualmente.

La normatividad ambiental es cada día más exigente y el compromiso que tiene la industria petrolera de conservar la naturaleza es cada vez mayor, por consiguiente tanto científicos como fabricantes de esta industria se han dado a la tarea de desarrollar tecnologías que día a día sean más amables con el medio ambiente; por esta razón es importante promover una cultura en donde la explotación de recursos naturales sea consecuente con el desarrollo y la tecnificación de la industria, y así evitar el impacto ambiental progresivo.

Actualmente, en Colombia se han estipulado normas con el fin de reducir el impacto generado por la descarga en aguas superficiales, subterráneas y marítimas, las cuales se han venido renovando y actualmente El Decreto 3930 de 2010 define

cada uno de los parámetros estipulados en cuanto al manejo y disposición del recurso hídrico.

La metodología desarrollada es una herramienta práctica, ya que involucra una secuencia lógica que permite tener en cuenta cada una de las pautas establecidas en cuanto a normatividad y tratamiento se refiere para la disposición del agua de producción, además por ser una plataforma de fácil acceso se puede utilizar en cualquier momento.

BIBLIOGRAFIA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API), 2000, Overview of Exploration and Production Waste Volumes and Waste Management Practices in the United States, prepared by ICF Consulting for the American Petroleum Institute, May

AMINIAN, K. Water Production Problems and Solutions Part I. Petroleum and Natural Gas Engineering Department. West Virginia University. 2006.

ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil - Handling Systems and Facilities. Segunda Edición. Volumen 1.

ARTHUR, J., Daniel y LANGHUS, Bruce. Technical Summary of Oil and Gas Produced Water Treatment Technologies. SPE. 64764. 2010.

ARTHUR, J. D. y COUGHLIN, B.J. Cumulative Impacts of Shale-Gas Water Management: Considerations and Challenges. SPE 142234. 2011.

BAILEY, Bill; CRABTREE, Mike y TYRIE, Jeb. Control del agua. En: Oilfield review Schulerberger, Verano de 2000.

BENNION, D. B. y THOMAS, F. Water Quality Considerations Resulting in the Impaired Injectivity of Water Injection and Disposal Wells. PET-SOC 2000-67. 2000.

BOYSEN, J. E. y HARJU, J. A. Field Demonstration of the Freeze-Thaw/Evaporation Process for the Treatment of Produced Waters In the San Juan Basin of New Mexico. SPE 37904. 1997.

BOYSEN, J. E. y HARJU, J. A. The Current Status of Commercial Deployment of the Freeze Thaw Evaporation Treatment of Produced Water. SPE 52700. 1999.

BROAS, J. M. Water Production Management Successful Application of Expandable Technology. SPE 81489. 2005.

BURNETT, D. "Produced Water: An Oasis for Arid and Semi-Arid Range Restoration," <http://www.gwpc.org/Meetings/PW2002/Papers-Abstracts.html>.

BONAPACE, J. y GIGLIO, M. Water Conservation: Reducing Freshwater Consumption by Using Produced Water for Base Fluid in Hydraulic Fracturing-Case Histories in Argentina. SPE 151819. 2012.

CASTRO, Marta Rocío. Tesis. Estado del Arte de Sistemas de Tratamiento de Aguas de Producción en Campos Petroleros. Universidad Industrial de Santander. 2004.

COLLINS, A Gene. Properties of produced waters. DOE Barlesville Energy Technology Center. Chapter 4. 2005.

DAJUN, Chen y HUIYUAN, Huang. Study on Permeable Fine Cement Special Oil and Gas Reservoirs. SPE 77963. 2005.

DE LEÓN, N. y CAMACHO, F. Wetlands as Evaporation and Treatment System for Produced Water. SPE 63098. 2000.

EIJDEN Jip Van y ARKESTEIJN, Fred. Gel- Cement, a Water Shut-Off System: Qualification in a Syrian Field. SPE 88765. 2004.

FAKHRUL', Razi Ahmadun y ZURINA, Zaind. Review of Technologies for Oil Gas Produced Water Treatment. Journal of Hazardous Materials. 2009.

FARFÁN, Luis Enrique, TRIANA, Raúl Leonardo, y PÉREZ, Gerson. Produced Water Treatment Technologies. 2011.

FAROOQUI, M. A. y RUFAIE, Al. Rigless Techniques Enhance the Effectiveness and Economics of Water Shut-Off Treatments. SPE 39511. 1998.

FARFÁN, Luis Enrique, TRIANA, Raul Leonardo, y PÉREZ, Gerson. Produced Water Treatment Technologies. 2011.

FILIPPOV, A. Expandable Tubular Solutions for Water Shut-Off. SPE 56500. 2002.

HEINS, W. y PETERSON, D. Use of Evaporation for Heavy Oil Produced Water Treatment. PET-SOC 05-01-01. 2001.

HOLLIDAY, George. A Need for Converting Produced Waters to Useable Waters. SPE 105094. 2007.

JOSEPH, A. y AJIENKA, J.A. A Review of Water Shutoff Treatment Strategies in Oil Fields. SPE. 136969. 2009.

KABIR, A. H. Chemical Water and Gas Shut-Off Technology- An Overview. SPE 72119. 2007.

KEMMER, Frank N y MCCALLION, John. Nalco Chemical Company. Manual del Agua: Su Naturaleza, Tratamiento y Aplicaciones. México. McGraw-Hill, 1995.

KHATIB, Z. y VERBEEK, P. Water to Value-Produced Water. Management for Sustainable Field Development of Mature and Green Fields. SPE. 73853. 2002.

LEONE, J. A. Characterization and Control of Formation Damage During Waterflooding in Reservoirs. Spe 12917. 2002.

LOVE, T. Problem Diagnosis. Treatment Design and Implementation Process Improves Waterflood Conformance. SPE. 49201. 1998.

MAHMOUND, A. Y MACAY, Sameh. Factors That Affect the Success of Mechanical Water Shut-Off in Wells. SPE 62891. 2000.

MAKKI, A. ZUBAL, Al. Rigless Water Shut-Off Experience in Offshore Saudi Arabia. SPE 81443. 2003.

MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Usos del agua y residuos líquidos. Decreto 3930 del 25 de octubre de 2010
Colombia.

MOFARRAH, Abdullah. Decision Making Tool for Produced Water Management an Application of Multicriteria Decision Making Approach. The Sciences and Engineering Collection. 2008.

MUÑOZ, Edwin y F., Ana Teresa. An Integrated Methodology for Water Management under Operational Restrictions. SPE. 139336. 2008.

NABZAN, Lahcen y DUPLAN, Jean-Luc. Water in Fuel Production Oil Production and Refining.

PINZÓN, Gustavo y MORENO Marlon. Tesis. Definición de Estándares para el Tratamiento de Aguas Residuales. Universidad Industrial de Santander. 2007.

REYES, C.M. y ORTIZ, J.L. A Reliability-Based Systemic Method for Water Production Analysis Diagnosis and Solution Design. SPE. 138935. 2010.

RICHARD, Arnold. Artículo Manejo De La Producción De Agua: De Residuo Recurso. Universidad Estatal de Nuevo México.

RUSSELL, C. S. y HAZLETT, W. G. Injection of Oilfield Produced Water into Water Aquifers. SPE 35876. 1996.

SABAIA DE FREITAS, Ana Lucia y MENDEZ, G. Brazilian Regulatory Framework Concerning Produced Water Final Disposal. SPE. 126974. 2007.

SAGHIR, Jamal. Charting our Water Future Economic Frameworks to Inform Decision-Making. SPE. 85675. 2008.

SAYEB, Abou.y SORFOU, M. D. Waterflooding Conformance and Water Quality: Flow Partitioning During Produces- Water Injection. SPE 98216. 2006.

SCHLUMBERGER, Oilfield Review. "Control de Agua". Publicación Verano 2000.

SERIGHT, R. S., LANE, R.H. A Strategy for Attacking Excess Water Production. SPE. 158169. 2003.

SIMS, John J. y PUCKORIUS, Paul r. A Practical Guide to Water Recycle-Reuse. SPE 97484. 1995.

SLUIJTERMAN, A. C. y LAWAIT, Al. Opportunities for Re-Use of Produced Water Around Dessert Oil Fields. SPE 88667. 2004.

TOPE, Tunde y KAYADE, Ayeni. Applications of Through Tubing Water Shutoff-SPDC West Experience. SPE 111904. 2007.

VEGA, I. y MORRIS, W. Water Shut-Off Polymer Systems: Design and Efficiency Evaluation Based on Experimental Studies. SPE 129940. 2010.

VEIL JA, Puder, ELOCK, D. y REDWEIK, R. A White Paper Describing Produced Water from Production of Crude Oil. SPE.134739. 2001.

VELANDIA GALEANO, Daniel. Facilidades de Producción en Campos Petroleros. 1 ed. Bogotá. Cargraphics S.A. 2002. 138 - 177 p.

VIANA, Javier. Guía para la Disposición y el Tratamiento de Agua Producida. 2004.

YAN, Xue y ANPING, Yang. Comparing Rigless Water-Cut Reduction Methods. SPE 106789. 2007.

YANGJIAN, Hua y SHIQING, Lei. Water Shut-Off Technology of Cement Slurry of Oil Well. SPE 97542. 2000.

ZAKI, K. y ROEHL, E. Management Strategy Water Injection Best Practices- Design, Performance and Monitoring. SPE 10548. 2005.

ZULUAGA, E., EVANS, P., SPRATT, T. Technical Evaluations Support the Decision to Reinject Produced Water. SPE. 132346. 2010.

ANEXOS

**ANEXO A. DECRETO 3930 DE OCTUBRE DE 2010 ACERCA DE LOS
VERTIMIENTOS**

DECRETO 3930 DE 2010

(OCTUBRE 25 DE 2010)

Por el cual se reglamenta parcialmente el Título I de la Ley 9ª de 1979, así como el Capítulo II del Título VI -Parte III- Libro II del Decreto-ley 2811 de 1974 en cuanto a usos del agua y residuos líquidos y se dictan otras disposiciones

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA

En ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas en el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política, el artículo 134 del Decreto-ley 2811 de 1974, el artículo 2º, los numerales 2, 10, 11 y 24 del artículo 5º y el párrafo 3º del artículo 33 de la Ley 99 de 1993, y,

CONSIDERANDO:

Que la Constitución Política de Colombia en sus **artículos 79 y 80** establece que es deber del Estado proteger la diversidad e integridad del ambiente, conservar las áreas de especial importancia ecológica y fomentar la educación ambiental para garantizar el derecho de todas las personas a gozar de un ambiente sano y planificar el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución; debiendo prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental, imponer las sanciones legales y exigir la reparación de los daños causados.

Que corresponde al Estado garantizar la calidad del agua para consumo humano y, en general, para las demás actividades en que su uso es necesario. Así mismo, regular entre otros aspectos, la clasificación de las aguas, señalar las que deben ser objeto de protección y control especial, fijar su destinación y posibilidades de aprovechamiento, estableciendo la calidad de las mismas y ejerciendo control sobre los vertimientos que se introduzcan en las aguas superficiales o subterráneas, interiores o marinas, a fin de que estas no se conviertan en focos de contaminación que pongan en riesgo los ciclos biológicos, el normal desarrollo de las especies y la capacidad oxigenante y reguladora de los cuerpos de agua.

Que el **Decreto 1594 de 1984** en su momento reglamentó la prevención y control de la contaminación, no obstante mediante sentencia del Consejo de Estado de agosto 14 de 1992, se declararon nulos varios de sus artículos en función de los conflictos de competencias previstas en los mismos, fraccionando, desarticulando y limitando su aplicación, en la medida en que por la simple referencia de estos artículos a la sigla EMAR, los mismos fueron sacados del ordenamiento jurídico restando eficiencia y efectividad en la aplicación de este decreto.

Que posteriormente se expidió la **Ley 99 de 1993** por la cual se creó el Ministerio del Medio Ambiente (hoy Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial), se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el Sistema Nacional Ambiental (SINA) y se dictan otras disposiciones.

Que el **artículo 2°** de la citada ley, establece que el Ministerio es el organismo rector de la gestión del medio ambiente y de los recursos naturales renovables, encargado de definir las políticas y regulaciones a las que se sujetarán la recuperación, conservación, protección, ordenamiento, manejo, uso y aprovechamiento de los recursos naturales renovables y el medio ambiente de la Nación, a fin de asegurar el desarrollo sostenible.

Que el **parágrafo 2° del artículo 5°** de la citada ley, establece que le corresponde al Ministerio ejercer las demás funciones que en materia de protección del medio ambiente y los recursos naturales renovables, venían desempeñando el Instituto Nacional de los Recursos Naturales Renovables y del Ambiente (INDERENA), el Ministerio de Agricultura (hoy ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural), el Ministerio de Salud (hoy Ministerio de la Protección Social), el Ministerio de Minas y Energía y el Departamento Nacional de Planeación.

Que de acuerdo al **artículo 30** de la citada ley, las Corporaciones Autónomas Regionales tendrán por objeto la ejecución de las políticas, planes, programas y proyectos sobre medio ambiente y recursos naturales renovables, así como dar cumplida y oportuna aplicación a las disposiciones legales vigentes sobre su disposición, administración, manejo y aprovechamiento, conforme a las regulaciones, pautas y directrices expedidas por el Ministerio.

Que según lo dispuesto en los **numerales 10 y 12 del artículo 31** de la citada ley, le compete a las corporaciones autónomas regionales, fijar en el área de su jurisdicción, los límites permisibles de descarga, transporte o depósito de sustancias, productos, compuestos o cualquier otra materia que puedan afectar el ambiente o los recursos naturales renovables y prohibir, restringir o regular la fabricación, distribución, uso, disposición o vertimiento de sustancias causantes de degradación ambiental. Estos límites, restricciones y regulaciones en ningún caso podrán ser menos estrictos que los definidos por el Ministerio del Medio Ambiente (hoy Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial); y ejercer las funciones de evaluación, control y seguimiento ambiental de los usos del agua y el suelo, lo cual comprenderá el vertimiento o incorporación de sustancias o residuos líquidos, sólidos y gaseosos, a las aguas en cualquiera de sus formas o a los suelos. Estas funciones comprenden la expedición de las respectivas licencias ambientales, permisos y concesiones.

Que las autoridades ambientales de los grandes centros urbanos de que trata el artículo 66 de la Ley 99 de 1993 y los establecimientos públicos a los que se refiere el artículo 13 de la Ley 768 de 2002, cumplen las mismas funciones que las corporaciones autónomas regionales en el área de su jurisdicción.

Que la Política Nacional para la Gestión Integral del Recurso Hídrico prevé la necesidad de ajustar y actualizar el marco jurídico vigente.

Que se requiere desarrollar integralmente la figura del Ordenamiento de Recurso Hídrico como instrumento de planificación por excelencia, ajustar el procedimiento de otorgamiento de los permisos de vertimiento y los planes de cumplimiento, establecer el procedimiento para la reglamentación de los vertimientos y reorganizar el registro de vertimientos, previstos en el

Decreto 1594 de 1984.

Que así mismo, es necesaria la revisión de los actuales usos del agua y ampliar, si es el caso, los parámetros y valores para fijar la destinación del recurso hídrico facilitando la gestión de las autoridades ambientales, con el fin de actualizar por parte del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, los criterios de calidad que debe cumplir el recurso hídrico para los diferentes usos del mismo y las normas de vertimiento para garantizar dichos criterios de calidad.

Que así mismo se prevé que los criterios de calidad y normas de vertimiento pueden ser ajustados por la autoridad ambiental competente, en ejercicio del principio de rigor subsidiario de que tratan los artículos 31-10 y 63 de la Ley 99 de 1993, de acuerdo con las condiciones regionales y locales respectivas.

Que en consideración a los cambios normativos y a la nueva institucionalidad se requiere actualizar y armonizar el marco jurídico en materia de prevención y control de la contaminación.

Artículo 28. Fijación de la norma de vertimiento. El Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial fijará los parámetros y los límites máximos permisibles de los vertimientos a las aguas superficiales, marinas, a los sistemas de alcantarillado público y al suelo.

El Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial dentro de los diez (10) meses, contados a partir de la fecha de publicación de este decreto, expedirá las normas de vertimientos puntuales a aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público.

Igualmente, el Ministerio de Ambiente Vivienda y Desarrollo Territorial deberá establecer las normas de vertimientos al suelo y aguas marinas, dentro de los treinta y seis (36) meses, contados a partir de la fecha de publicación de este decreto."

Artículo 34. Protocolo para el Monitoreo de los Vertimientos en Aguas Superficiales y Subterráneas. El Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial expedirá dentro de los dieciséis (16) meses siguientes, contados a partir de la publicación del presente decreto, el Protocolo para el Monitoreo de los Vertimientos en Aguas Superficiales y Subterráneas, en el cual se establecerán, entre otros aspectos: el punto de control, la infraestructura técnica mínima requerida, la metodología para la toma de muestras y los métodos de análisis para los parámetros a determinar en vertimientos y en los cuerpos de agua o sistemas receptores.

Parágrafo. Mientras el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial adopta el Protocolo para el Monitoreo de los Vertimientos en Aguas Superficiales y Subterráneas, se seguirán los procedimientos establecidos en la Guía para el

Monitoreo de Vertimientos, Aguas Superficiales y Subterráneas del instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM.

Artículo 35. Plan de Contingencia para el Manejo de Derrames de Hidrocarburos o Sustancias Nocivas. Los usuarios que exploren, exploten, manufacturen, refinen, transformen, procesen, transporten o almacenen hidrocarburos o sustancias nocivas para la salud y para los recursos hidrobiológicos, deberán estar provistos de un plan de contingencia y control de derrames, el cual deberá contar con la aprobación de la autoridad ambiental competente.

Cuando el transporte comprenda la jurisdicción de más de una autoridad ambiental, le compete el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial definir la autoridad que debe aprobar el Plan de Contingencia".

Artículo 52. Requerimiento del Plan de Cumplimiento. Si de la evaluación de la información proveniente de la caracterización del vertimiento, así como de la documentación aportada por el solicitante, de los hechos y circunstancias deducidos de las visitas técnicas practicadas por la autoridad ambiental competente y del informe técnico, se concluye que no es viable otorgar el permiso de vertimiento al cuerpo de agua o al suelo, la autoridad ambiental competente exigirá al usuario la presentación de un Plan de Cumplimiento, siempre y cuando el vertimiento no se realice en cuerpos de agua Clase I de que trata el artículo 205 del Decreto 1541 de 1978.

El Plan de Cumplimiento deberá incluir los proyectos, obras, actividades y buenas prácticas, que garanticen el cumplimiento de la norma de vertimientos. Así mismo, deberá incluir sus metas, sus periodos de evaluación y sus indicadores de seguimiento, gestión y resultados con los cuales se determinará el avance correspondiente.

En la resolución mediante la cual se exija el Plan de Cumplimiento, se deberán entregar los términos de referencia para la elaboración de la primera etapa, establecer las normas de vertimiento que deben cumplirse y el plazo para la presentación de la primera etapa del plan.

Parágrafo 1. El Plan de Cumplimiento se presentará por una (1) sola vez y no podrá ser prorrogado por la autoridad ambiental competente, sin embargo, en los caso de fuerza mayor o caso fortuito definidos en los términos de la Ley 95 de 1890 y en concordancia con el artículo 8 de la Ley 1333 de 2009, su cumplimiento podrá ser suspendido hasta tanto se restablezcan las condiciones normales. Para tal efecto, el interesado deberá presentar la justificación ante la autoridad ambiental competente.

Parágrafo 2. Los prestadores del servicio público domiciliario de alcantarillado, se registrarán por lo dispuesto en los Planes de Saneamiento y Manejo de Vertimientos aprobados por la autoridad ambiental competente, teniendo en cuenta lo establecido en la Resolución 1433 de 2004 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, o la norma que lo modifique, adicione o sustituya.

Artículo 54. Plazos para la presentación de los Planes de Cumplimiento. Los generadores de vertimientos que no tengan permiso de vertimiento y que estén cumpliendo con el Decreto 1594 de 1984, tendrán un plazo de hasta ocho (8) meses, contados a partir de la fecha de publicación del presente decreto, para efectuar la legalización del mismo, sin perjuicio de las sanciones a las que haya lugar.

Los generadores de vertimientos que no tengan permiso de vertimiento y que no estén cumpliendo con el Decreto 1594 de 1984, tendrán un plazo de hasta ocho (8) meses, contados a partir de la fecha de publicación del presente decreto, para presentar ante la autoridad ambiental competente, el Plan de Cumplimiento, sin perjuicio de las sanciones a las que haya lugar."

Artículo 61. De la procedencia del Plan de Reversión a Tecnologías Limpias en Gestión de Vertimientos. Los generadores de vertimientos que a la entrada en vigencia de las normas de vertimiento a que hace referencia el artículo 28 del presente decreto, sean titulares de un permiso de vertimiento expedido con base en el Decreto 1594 de 1984, podrán optar por la ejecución de un Plan de Reversión a Tecnologías Limpias en Gestión de Vertimientos.

En este evento, el Plan de Reversión a Tecnologías Limpias en Gestión de Vertimientos deberá ser presentado ante la autoridad ambiental competente dentro del primer año del plazo previsto en el artículo 77 de este decreto.

Artículo 77. Régimen de transición para la aplicación de las normas de vertimiento. Las normas de vertimiento que expida el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial se aplicarán a los generadores de vertimientos existentes en todo el territorio nacional, de conformidad con las siguientes reglas:

1. Los generadores de vertimiento que a la entrada en vigencia de las normas de vertimiento a que hace referencia el artículo 28 del presente decreto, tengan permiso de vertimiento vigente expedido con base en el Decreto 1594 de 1984 y estuvieren cumpliendo con los términos, condiciones y obligaciones establecidos en el mismo, deberán dar cumplimiento a las nuevas normas de vertimiento, dentro de los dos (2) años, contados a partir de la fecha de publicación de la respectiva resolución.

En caso de optar por un Plan de Reversión a Tecnología Limpia en Gestión de Vertimientos, el plazo de que trata el presente numeral se ampliará en tres (3) años.

2. Los generadores de vertimiento que a la entrada en vigencia de las normas de vertimiento a que hace referencia el artículo 28 del presente decreto, tengan permiso de vertimiento vigente expedido con base en el Decreto 1594 de 1984 y no estuvieren cumpliendo con los términos, condiciones y obligaciones establecidos en

el mismo, deberán dar cumplimiento a las nuevas normas de vertimiento, dentro de los dieciocho (18) meses, contados a partir de la fecha de publicación de la respectiva resolución.

En caso de optar por un Plan de Reversión a Tecnología Limpia en Gestión de Vertimientos, el plazo de que trata el presente numeral se ampliará en dos (2) años.