

**ANÁLISIS DE USOS ALTERNOS DE LAS AGUAS ASOCIADAS DE
PRODUCCIÓN DE CAMPOS DE PETRÓLEO DE LA SOH**

**ADRIAN FERNANDO ENDO PEREZ
OSCAR ARMANDO QUINTERO YUSTRES**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2010**

**ANÁLISIS DE USOS ALTERNOS DE LAS AGUAS ASOCIADAS DE
PRODUCCIÓN DE CAMPOS DE PETRÓLEO DE LA SOH**

**ADRIAN FERNANDO ENDO PEREZ
OSCAR ARMANDO QUINTERO YUSTRES**

**Director
DIEGO FERNANDO BRIÑEZ GALVIS
Ingeniero de Petróleos**

**Codirector
LUZ MARINA BOTERO
Ingeniera Química**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2010**

Nota de aceptación

Jurado

Jurado

Neiva, Julio de 2010

DEDICATORIA

**A Dios todo poderoso, guía espiritual quien siempre me acompaña, protege
e indica el mejor camino a seguir.**

**A mi madre Argenis Pérez Mejía que con gran sacrificio, esfuerzo y
dedicación ha logrado sacar adelante a mi familia y gracias a ella cumplir
con esta meta.**

ADRIAN

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este trabajo expresan sus agradecimientos a:

DIEGO FERNANDO BRIÑEZ GALVIS, Ingeniero de Petróleos, departamento de ingeniería y confiabilidad de la superintendencia de operaciones Huila y Tolima de Ecopetrol y director del proyecto, por su apoyo, dedicación y colaboración para el desarrollo del mismo.

LUZ MARINA BOTERO, Ingeniera Química, profesor titular del programa de ingeniería de petróleos de la Universidad Surcolombiana y codirectora del proyecto, por su colaboración para el desarrollo del mismo.

JAIME ROJAS, Ingeniero Químico, profesor titular del programa de ingeniería de petróleos de la Universidad Surcolombiana y evaluador del proyecto, por su colaboración para el desarrollo y culminación del mismo.

CARMEN PINZON TORRES, Ingeniera química, profesor titular del programa de ingeniería de petróleos de la Universidad Surcolombiana y evaluador del proyecto, por su colaboración para el desarrollo y culminación del mismo.

ERVIN ARANDA ARANDA, Ingeniero de Petróleos, profesor titular del programa de ingeniería de petróleos de la Universidad Surcolombiana y amigo, por sus enseñanzas, colaboración y apoyo para el desarrollo del proyecto.

CONTENIDO

INTRODUCCION	1
1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	3
1.1. Origen del agua asociada a la producción de petróleo	3
1.2. Clases de agua asociada a la producción de petróleo.....	4
1.2.1 Respecto a la producción de crudo en el pozo	4
1.2.2 Respecto a la producción de crudo en superficie	5
1.3 Componentes primarios del agua asociada a la producción de petróleo.....	6
1.3.1 Significado de los componentes y sus propiedades	6
1.3.1.1 Cationes.....	7
1.3.1.2 Aniones	8
1.3.1.3 Otras Propiedades	8
1.4 Problemas ambientales asociados con la producción de agua	14
1.4.1 Fuentes de agua potable	15
1.4.2 Volumen.....	15
1.4.3 Sales y sólidos en suspensión	16
1.4.4 Sodio y cloruros	16
1.4.4.1 Sólidos en suspensión	16
1.4.4.2 Metales pesados	17
1.4.4.3 Sulfuros	17
1.4.4.4 Aceites y grasas	17
1.4.5 Temperatura	17
1.5 Factores que afectan la producción de agua y el volumen	18
1.5.1 Ubicación del pozo dentro de la estructura del yacimiento	18
1.5.2 Tipo de completamiento (cañoneo).....	19
1.5.3 Tipos de separación y tratamiento del agua	19

1.5.4	Inundación de agua para la recuperación mejorada de petróleo	19
1.5.5	Volumen insuficiente de agua producida para la inundación de agua	19
1.5.6	Pérdida de la integridad mecánica.....	20
1.5.7	Problemas de comunicación en el subsuelo.....	20
2	OPCIONES CONVENCIONALES DE MANEJO DE AGUAS ASOCIADAS A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.....	22
2.1	Minimización del agua asociada a la producción de petróleo.....	25
2.1.1	Evitar que el agua asociada a la producción de petróleo entre al pozo	25
2.1.1.1	Dispositivos de bloqueo mecánico	25
2.1.1.2	Productos químicos para cerrar el paso de agua asociada a la producción de petróleo	27
2.1.2	Evitar que el agua asociada a la producción de petróleo llegue a la superficie.....	29
2.1.2.1	Separación en el subsuelo	29
2.1.2.1.1	Sumidero de agua en fondo / Completamiento dual de pozos	29
2.1.2.1.2	Separadores de aceite/agua en fondo de pozo	30
2.1.2.1.3	Separadores de gas/agua en fondo de pozo.....	34
2.1.2.2	Separación en el lecho marino.....	35
2.2	Opciones de reciclaje y reutilización del agua	36
2.2.1	Inyección de agua para recuperar más petróleo	36
2.2.2	Uso en trabajos de fracturamiento hidráulico y en lodos de perforación	37
2.3	Opciones de disposición y tratamiento del agua asociada a la producción de petróleo	37
2.3.1	Disposición del agua asociada a la producción de petróleo.....	37

2.3.1.1	Vertimiento	38
2.3.1.2	Inyección subterránea para la eliminación	38
2.3.1.3	Evaporación	41
2.3.1.3.1	Lagunas de evaporación	41
2.3.1.3.2	Evaporación mecánica	42
2.3.1.3.3	Evaporación por congelación/descongelación.....	43
2.3.1.4	Eliminación comercial fuera del sitio	45
2.3.2	Tratamiento del agua asociada a la producción de petróleo	45
2.3.2.1	Prácticas para remover sal y otras materias inorgánicas	46
2.3.2.1.1	Procesos de membrana	46
2.3.2.1.2	Intercambio de iones	51
2.3.2.1.3	Desionización capacitiva	51
2.3.2.1.4	Destilación térmica	53
2.3.2.2	Prácticas para remover petróleo, grasas y otras materias orgánicas	53
2.3.2.2.1	Separación física	54
2.3.2.2.2	Flotación	56
2.3.2.2.3	Coalescencia	57
2.3.2.2.4	Extracción por solventes	58
2.3.2.2.5	Adsorción.....	59
3	OPCIONES NO CONVENCIONALES DE MANEJO DE AGUAS ASOCIADAS A LA PRODUCCIÓN DE PETRÒLEO	63
3.1	Inyección de agua para uso futuro.....	63
3.1.1	Acuífero para almacenamiento y recuperación.....	63
3.2	Inyección con propósitos hidrológicos	64
3.2.1	Control de subsidencia	64
3.2.2	Intrusiones de agua salada	65
3.2.3	Incremento de flujo	66
3.3	Uso agrícola.....	66

3.3.1	Agua asociada a la producción de petróleo utilizada para riego	67
3.3.2	Agua asociada a la producción de petróleo utilizada para ganado	70
3.3.3	Uso del agua para el riego de la vida silvestre y el habitat	70
3.4	Uso Industrial	71
3.4.1	Uso como agua de refrigeración y generación de energía	71
3.4.2	Uso para el control de incendios.....	73
3.4.3	Uso para control de polvo	73
3.5	Uso doméstico	73
3.5.1	Desalinización.....	74
4	EXPERIENCIAS EN CAMPOS MADUROS	75
4.1	Experiencias convencionales en campos maduros	75
4.1.1	Separación en fondo de pozo.....	75
4.1.1.1	Campo Eldingen (Alemania).....	75
4.1.1.1.1	Descripción del campo	76
4.1.1.1.2	Descripción del proceso de separación de fondo de pozo	76
4.1.1.2	Campo Lacq superior (Francia).....	78
4.1.1.2.1	Descripción del campo	78
4.1.1.2.2	Descripción del proceso de separación en fondo de pozo	78
4.1.1.2.3	Resultados obtenidos	79
4.1.2	Agua asociada a la producción de petróleo dispuesta en procesos de evaporación.....	80
4.1.2.1	Campo Gigante (Colombia)	81
4.1.2.1.1	Descripción del campo	81
4.1.2.1.2	Descripción del proceso de evaporación.....	81

4.1.2.1.3	Resultados obtenidos	83
4.2	Experiencias no convencionales en campos maduros	84
4.2.1	Agua asociada a la producción de petróleo utilizada para uso agrícola	84
4.2.1.1	Campos maduros en Omán (planta piloto)	84
4.2.1.1.1	Descripción de los campos.....	84
4.2.1.1.2	Descripción del proceso de riego (planta piloto).....	85
4.2.1.1.3	Resultados obtenidos	86
4.2.1.2	Campo Santiago (Colombia).....	88
4.2.1.2.1	Descripción del campo	89
4.2.1.2.2	Descripción del proceso de riego	89
4.2.1.2.3	Resultados obtenidos	91
4.2.1.3	Campo Kern River (Estados Unidos).....	91
4.2.1.3.1	Descripción del campo	92
4.2.1.3.2	Descripción del proceso de riego	93
4.2.1.3.3	Resultados obtenidos	94
4.2.1.4	Campo Rocky Mountain (Estados Unidos)	95
4.2.1.4.1	Descripción del campo	95
4.2.1.4.2	Descripción del proceso agrícola.....	95
4.2.1.4.3	Resultados obtenidos	96
4.2.2	Agua asociada a la producción de petróleo utilizada para propósitos hidrológicos (control de subsidencia)	97
4.2.2.1	Campo Wilmington (Estados Unidos).....	97
4.2.2.1.1	Descripción del proceso de inyección	97
4.2.2.1.2	Resultados obtenidos	99
5	ALTERNATIVAS DE USO POSIBLE DEL AGUA ASOCIADA A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN LA SOH.....	100
5.1	Análisis de alternativas del sistema de agua de producción para utilización del sistema de separación en fondo de pozo en la S.O.H.....	100

5.1.1	Selección de pozo candidato para proyectos de separación en fondo de pozo en la S.O.H.....	101
5.1.2	Esquema general de separación en fondo en el pozo Toldado 3.....	102
5.2	Análisis de alternativas del sistema de agua de producción y vertimiento de la coordinación de producción Tolima	104
5.2.1	Agua para riego.....	104
5.2.1.1	Evaluación de la salinidad.....	104
5.2.1.2	Evaluación de la sodicidad.....	105
5.2.1.3	Evaluación del pH	105
5.2.1.4	Evaluación del contenido de grasas y aceites.....	106
5.2.1.5	Evaluación de la temperatura.....	106
5.2.1.6	Evaluación del hierro.....	106
5.2.1.7	Evaluación de metales pesados.....	107
5.2.1.8	Análisis.....	107
5.2.2	Uso para ganado	109
5.2.2.1	Evaluación de la salinidad.....	109
5.2.2.2	Evaluación de la dureza	110
5.2.2.3	Evaluación de la alcalinidad	110
5.2.2.4	Evaluación del hierro.....	110
5.2.2.5	Evaluación de sulfatos	111
5.2.2.6	Evaluación del contenido de grasas y aceites.....	111
5.2.2.7	Evaluación del pH	111
5.2.2.8	Evaluación de la temperatura.....	111
5.2.2.9	Evaluación de metales pesados.....	112
5.2.2.10	Evaluación de nitratos y nitritos.....	112
5.2.2.11	Análisis.....	113
5.2.3	Inyección de agua para eliminación	113
5.3	Análisis de alternativas del sistema de agua de producción de la superintendencia de operaciones Huila-Tolima	115

5.3.1	Agua para riego.....	115
5.3.1.1	Evaluación de salinidad.....	115
5.3.1.2	Evaluación de la sodicidad.....	116
5.3.1.3	Evaluación del contenido de grasas y aceites.....	116
5.3.1.4	Evaluación metales pesados.....	116
5.3.1.5	Evaluación del pH	117
5.3.1.6	Evaluación de la temperatura.....	117
5.3.1.7	Análisis.....	117
5.3.2	Inyección de agua para eliminación	118
5.4	Análisis de alternativas del sistema de agua de producción de la superintendencia de operaciones Huila-Tolima aplicada a Dina Cretáceos	120
5.4.1	Agua para riego.....	120
5.4.1.1	Evaluación de la salinidad.....	120
5.4.1.2	Evaluación de la sodicidad.....	120
5.4.1.3	Evaluación del pH	121
5.4.1.4	Evaluación del contenido de grasas y aceites.....	121
5.4.1.5	Evaluación de la temperatura.....	121
5.4.1.6	Evaluación del hierro.....	121
5.4.1.7	Evaluación de metales pesados.....	122
5.4.1.8	Análisis.....	122
5.4.2	Uso para ganado	123
5.4.2.1	Evaluación de la salinidad.....	124
5.4.2.2	Evaluación de la dureza	124
5.4.2.3	Evaluación de la alcalinidad	124
5.4.2.4	Evaluación del hierro.....	124
5.4.2.5	Evaluación de sulfatos	125
5.4.2.6	Evaluación de grasas y aceites.....	125
5.4.2.7	Evaluación del pH	125
5.4.2.8	Evaluación de la temperatura.....	126

5.4.2.9 Evaluación de metales pesados.....	126
5.4.2.10 Evaluación de nitratos y nitritos.....	126
5.4.2.11 Análisis.....	127
6. ESTIMACIÓN DE COSTOS.....	129
7. CONCLUSIONES.....	130
8. RECOMENDACIONES.....	132
BIBLIOGRAFÍA.....	134
ANEXOS	

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clases de agua asociada a la producción de petróleo.....	5
Tabla 2. Componentes primarios del agua asociada a la producción de crudo...	6
Tabla 3. Clasificación de las aguas según su concentración de cloruros.....	8
Tabla 4. Especies iónicas responsables de la dureza	10
Tabla 5. Dureza relativa de las aguas.....	11
Tabla 6. Intervalos típicos de la conductividad para diferentes aguas.....	12
Tabla 7. Procesos de filtración.....	47
Tabla 8. Tecnologías basadas para remover partículas de diferentes tamaños...	54
Tabla 9. Calidad de agua para riego según SCOFIELD, WILCOX Y MAGISTRAL.....	68
Tabla 10. Producción del pozo LA 90 antes y después de tratamiento de separación en fondo de pozo.....	79
Tabla 11. Agua producida en los campos del sur de Omán (1000m ³ /día).....	85
Tabla 12. Concentración promedio de petróleo (ppm) en el agua y porcentaje (%) de extracción de petróleo en cada fase de tratamiento.....	88
Tabla 13. Distribución de lotes para el cultivo de arroz.....	91
Tabla 14. Propiedades del agua asociada a la producción de petróleo en el campo Kern River.....	92
Tabla 15. Estudio realizado a pozos candidato	103

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Escala de Ph.....	10
Figura 2. Opciones convencionales de manejo de agua asociada a la producción de petróleo.....	23
Figura 3. Opciones no convencionales de manejo de agua asociada a la producción de petróleo.....	24
Figura 4. Sección transversal de un pozo en una formación, que muestra las configuraciones buenas y malas.....	27
Figura 5. Completamiento dual de pozos.....	31
Figura 6. Esquema de un hidrociclón líquido/líquido.....	32
Figura 7. Sistema de separación en fondo de pozo de tipo hidrociclón en un pozo horizontal.....	33
Figura 8. Sistema de separación en fondo de pozo por gravedad.....	34
Figura 9. Sección de un pozo de inyección.....	40
Figura 10. Laguna de evaporación.....	42
Figura 11. Laguna de evaporación cubierta con mallas.....	43
Figura 12. Pulverizador mecánico usado para la evaporación.....	43
Figura 13. Proceso FTE.....	44
Figura 14. Pila de hielo proveniente de la pulverización del agua asociada a la producción de petróleo en el proceso FTE.....	45
Figura 15. Proceso de electrodiálisis.....	49
Figura 16. Sistema de ósmosis y ósmosis inversa.....	50
Figura 17. Proceso de desionización capacitiva.....	52
Figura 18. Proceso de regeneración de la desionización capacitiva.....	52
Figura 19. Separador de placas corrugadas.....	55
Figura 20. Esquema de unidad de gas inducido.....	57
Figura 21. Proceso MPPE	59
Figura 22. Pozo de inyección para uso futuro.....	63
Figura 23. Torre de enfriamiento	72

Figura 24. Configuración del sistema de separación en fondo para Eldingen-58.....	77
Figura 25. Sistema de separación de fondo del pozo LA 90	80
Figura 26. Diagrama general del evaporador.....	82
Figura 27. Evaporador de agua de producción en el campo Gigante.....	83
Figura 28. Esquema del proceso de tratamiento.....	86
Figura 29. Concentraciones de petróleo en el agua durante el proceso de tratamiento.....	87
Figura 30. Proceso de tratamiento de aguas producidas en el campo.....	90
Figura 31. Transporte de agua a través de canales abiertos naturales.....	90
Figura 32. Estación 36, proceso de tratamiento del agua asociada a la producción de petróleo en el campo Kern River.....	93
Figura 33. Descripción planta piloto Rocky Mountain.....	96
Figura 34. Distribución de pozos de inyección para el control de subsidencia en el campo Wilmington.....	98
Figura 35. Análisis de alternativas del sistema de agua de producción y vertimiento de la coordinación de producción Tolima.....	114
Figura 36. Análisis de alternativas del sistema de agua de producción de la superintendencia de operaciones Huila-Tolima.....	119
Figura 37. Análisis de alternativas del sistema de agua de producción del campo Dina Cretáceos.....	128

LISTA DE ANEXOS

ANEXO 1. Clasificación de problemas asociados con el agua en pozos individuales según Jon Elphick.

ANEXO 2. Calidad de aguas para diferentes usos, decreto 1594 de 1984, artículos 37, 40, 41.

ANEXO 3. Calidad del agua para riego por diferentes autores.

ANEXO 4. Calidad de agua para ganado por diferentes autores.

ANEXO 5. Comparación de los parámetros establecidos por el decreto 1594/1984 vs resultados obtenidos del análisis fisicoquímico de las aguas asociadas a la producción de petróleo en Dina Terciarios y Dina Cretáceos.

RESUMEN

En Colombia, gran parte de los campos productores de petróleo son campos maduros, denominados así debido a que son campos viejos, en declinación, con más de 30 años de longevidad, los cuales exhiben crecientes cortes de agua, a raíz tanto de la intrusión del acuífero natural en las zonas productivas, como de los programas de inyección de agua que además producen inconvenientes tales como canalizaciones por fracturas y sobrepresión de las formaciones productoras, convirtiéndose el agua en un problema de dimensiones mayores.

Debido a la gran producción de agua proveniente de las actividades petroleras y a la disminución de agua dulce a nivel mundial, es conveniente pensar en la implementación de estrategias de manejo de aguas de producción con el fin de darle un uso adecuado y contribuir así con el mejoramiento del medio ambiente. Teniendo en cuenta que los campos manejados por la SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA - TOLIMA DE ECOPETROL son campos maduros, y apoyados en los proyectos aplicados a nivel mundial y nacional y evaluando sus resultados, se desarrolló un estudio técnico-económico y ambiental básico para determinar las mejores alternativas de manejo de las aguas de los campos: Toldado, Dina Terciarios y Dina Cretáceos, teniendo en cuenta tres etapas para el manejo/prevención del agua producida, la cual abarca: técnicas de minimización del agua (dispositivos de bloqueo mecánico, productos químicos para cerrar el paso de agua, tecnología de separación en fondo), técnicas de reciclar/rehusar (inyección para recuperar más petróleo, inyección para uso futuro, inyección para usos hidrológicos, uso agrícola, uso industrial, uso de agua potable), métodos de disposición (vertimiento, evaporación, disposición fuera del sitio) y métodos de tratamiento (prácticas para remover sales y otras materias inorgánicas, y prácticas para remover petróleo, grasas y otras materias orgánicas).

ABSTRACT

In Colombia most of the oil producing fields are mature fields, so called because they are old fields in decline, with over 30 years of longevity which exhibits increasing water shortages, following intrusion of both the natural aquifer in the productive areas as the water injection programs that also produce disadvantages such as pipelines and pressure fractures of the producing formations, turning the water into a problem of major dimensions.

Due to high water production from oil activities and the reduction of fresh water worldwide, it is good to implement water management strategies of production in order to give appropriate use and thereby contribute to improving the environment. Given that the areas managed by the Operations Superintendent Huila - Tolima of ECOPETROL are mature fields, and supported projects implemented at global and country level and assessing their results, developing a study technical-economic and environmental basic to determine the best alternatives water management of the fields: Toldado, Dina terciarios y Dina cretaceos, taking into account three stages for the management / prevention of water produced, which includes: water minimization techniques (mechanical blocking devices, chemicals to block the way of water, down hole technology), techniques to recycle / re-use (to recover more oil injection, injection for future use, injection-purpose hydrological, agricultural, industrial use, potable water use), methods of disposal (dumping, evaporation, provision was site) and treatment methods (practices to remove salts and other inorganic materials, and practices to remove oil, grease and other organic matter).

INTRODUCCIÓN

El agua producida o asociada a la producción de petróleo es aquel fluido que además del gas puede acompañar al petróleo durante la etapa de explotación. Desde el punto de vista fisicoquímico, se caracteriza principalmente por su alta salinidad llegando a ser en algunos casos hasta tres veces más salina que el agua de mar.

La mayoría de los campos petroleros maduros tienen en común las grandes cantidades de agua que producen, generalmente por cada barril de petróleo se generan como mínimo 3 barriles de agua. A medida que el campo madura y aunque se disponga de las mejores técnicas de manejo de campo, el corte de agua aumentará al punto de representar más del 90% del volumen de líquidos que se lleva a la superficie, los sistemas de tratamiento se sobrecargan, lo que afecta la eficiencia y la productividad. Finalmente, el costo que implica el tratamiento del agua impide la rentabilidad del campo.

A nivel general, las empresas operadoras eliminan entre el 30% y el 40% del agua asociada a la producción de petróleo. Dado el incremento de la demanda de agua utilizable registrado en ciertas zonas, las empresas están tratando de descubrir formas de transformar este pasivo económico en un recurso viable. El curso a seguir para convertir el agua de producción en un recurso a menudo depende de la composición química del agua. La calidad del agua producida varía con la geología, la geografía, las técnicas de producción y el tipo de hidrocarburo producido. El agua puede contener petróleo disperso, hidrocarburos livianos, metales, sales y una amplia variedad de otros materiales orgánicos e inorgánicos.

Más de 210 millones de barriles de agua producidos diariamente en las operaciones de petróleo y gas, entre un 30% y un 40% se considera residuo y se

elimina. Sometidos a un tratamiento adecuado, aproximadamente 11.7 millones de m³ (73.5 millones de barriles) de agua tienen el potencial de desempeñar un rol clave en lo que respecta a aliviar la demanda impuesta sobre los sistemas naturales de agua dulce. (Oil field review, volumen 12, 2004). La disponibilidad sustancial de agua asociada a la producción de petróleo, sumada a la necesidad de contar con alternativas de eliminación menos costosas, conduce a los investigadores a estudiar diferentes formas de reutilización del agua como para irrigación, uso industrial y otras aplicaciones. Con un tratamiento adecuado, el agua asociada a la producción de petróleo podrá ser utilizada con diversos fines aliviando la presión ejercida sobre los sistemas de abastecimiento de agua dulce del planeta.

Actualmente en el Huila, el agua asociada a la producción de petróleo es utilizada en proyectos de inyección con el fin de recuperar más petróleo, y vertimiento a fuentes hídricas (ríos, quebradas, embalses), además a nivel nacional se está utilizando como agua de irrigación para el cultivo de arroz en las tierras aledañas al campo petrolero Santiago en asociación de Petrobrás - Ecopetrol en el Casanare.

Como a nivel nacional y departamental son muy pocos los estudios y proyectos llevados a cabo sobre los diferentes usos que se le puede dar al agua asociada a la producción de petróleo, con el presente trabajo se pretende entregar un documento que de a conocer las diferentes técnicas de manejo, uso y tratamientos del agua, al igual que el desarrollo de un estudio técnico-económico y ambiental básico, que permita determinar la(s) mejor(es) alternativas de aplicación para el manejo del agua asociada a la producción de petróleo en los campos maduros de la SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES HUILA Y TOLIMA DE ECOPETROL, por medio de analogías realizadas entre campos nacionales y casos de campo reportados a nivel internacional.

1. FUNDAMENTOS TEORICOS

En esta primera parte se pretende dar al lector una ilustración de los conceptos relevantes relacionados con el agua asociada a la producción de petróleo, origen, clases, componentes primarios, problemas ambientales asociados con la producción de agua y factores que afectan la producción de agua y volumen.

1.1. Origen del agua asociada a la producción de petróleo

El agua asociada a la producción de petróleo es el agua que está presente en el yacimiento junto con los hidrocarburos y se produce a la superficie con el petróleo crudo o gas natural. En la producción de petróleo, el agua representa el mayor volumen de sustancias contaminantes, caracterizada por su naturaleza salina, se ha descubierto que el agua de producción contiene ciertas sales y sustancias que son muy tóxicas para el ambiente.

Teniendo en cuenta la teoría de formación de los hidrocarburos, la mayoría de estas aguas fueron atrapadas por la posterior depositación en un largo período de tiempo en el cual se experimentaron alteraciones químicas en las propiedades de estas aguas debido a las diferentes series de secuencias biológicas ocurridas a grandes profundidades. La descomposición aeróbica y anaeróbica de los organismos depositados produjeron el kerógeno que mas tarde fue químicamente transformado en hidrocarburos y posteriormente pasaron a ser disueltos en agua. Estos procesos químicos ocurren a diferentes profundidades, formaciones geológicas y tiempo, lo que hace que las propiedades de las aguas de los yacimientos sean únicas. La experiencia demuestra que la formación de hidrocarburos en el mismo periodo geológico tiende a tener propiedades similares en las salmueras del yacimiento con alguna variación en la concentración de iones y cationes. El tipo de formación contribuye también a las diversas propiedades de la salmuera del yacimiento. Ciertas formaciones tienen alta concentración de sal, tales como sales de sodio, por lo tanto, formaciones de carbonatos contienen altas

concentraciones de sal debido a la reacción de neutralización de los carbonatos con el fluido ácido que pudo haber lavado la formación.

1.2. Clases de agua asociada a la producción de petróleo

1.2.1 Respecto a la producción de crudo en el pozo

Es fundamental distinguir entre el agua de barrido, el agua buena (aceptable) y el agua mala (o excesiva)¹.

- ❖ **Agua de "barrido"**: Proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento. El manejo de este tipo de agua es una parte fundamental del manejo del yacimiento y puede constituir un factor determinante en la productividad de los pozos y de las reservas finales².

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

¹ Kuchuk F, Sengul M y Zeybek M: "Oilfield Water: A Vital Resource," *Middle East Well Evaluation Review* 22 (Noviembre 22, 1999): 4-13.

² Kuchuk F, Patra SK, Narasimham JL, Ramanan S y Banerji S: "Water Watching," *Middle East Well Evaluation Review* 22 (Noviembre 22, 1999): 14-23; y Kuchuk F y Sengul M: "The Challenge of Water Control," *Middle East Well Evaluation Review* 22 (Noviembre 22, 1999): 24-43.

- ❖ **Agua "mala":** El agua mala se puede definir como el agua producida dentro del hueco, que no produce petróleo, o bien cuando la producción de petróleo no es suficiente para compensar el costo asociado con el manejo del agua, es decir, es agua producida por encima del límite económico de la RAP. En los pozos individuales, el origen de la mayor parte de los problemas de agua mala se puede clasificar dentro de diez tipos básicos (ver Anexo 1).

1.2.2 *Respecto a la producción de crudo en superficie*

Es fundamental distinguir entre las aguas residuales aceitosas y las aguas residuales domésticas.

- ❖ **Aguas residuales aceitosas:** son aquellas producidas por el proceso de deshidratación del crudo, utilización en laboratorios, recolección en canales perimetrales y drenajes involucrados con la recepción, almacenamiento y despacho de crudo.
- ❖ **Aguas residuales domésticas:** son las producidas por la utilización de baños, duchas, desagües, etc.

Tabla 1. Clases de agua asociada a la producción de petróleo.

CLASES DE AGUA ASOCIADA A LA PRODUCCIÓN DE PETROLEO	
Respecto a la producción de crudo en el pozo	Respecto a la producción de crudo en superficie
Agua de barrido	Aguas residuales aceitosas
Agua Buena (aceptable)	Aguas residuales domésticas
Agua Mala (excesiva)	

Elaborado por: Autores.

1.3 Componentes primarios del agua asociada a la producción de petróleo

La composición del agua se ve directamente influenciada por la composición química de las rocas, los océanos y la atmósfera. Factores ambientales como clima, estructura y posición de los estratos de las rocas y los efectos bioquímicos asociados con los ciclos de las plantas y animales macro y microscópicos, determinan el transporte, precipitación, disolución y transformación de las sustancias.

Los componentes primarios de las aguas asociadas a la producción de petróleo y que se miden en laboratorio se observan en la tabla 2.

Tabla 2. Componentes primarios del agua asociada a la producción de crudo.

Cationes	Aniones	Otras propiedades
Calcio(Ca ²⁺)	Cloruro(Cl ⁻)	pH
Magnesio(Mg ²⁺)	Carbonato(CO ₃ ²⁻)	Sólidos en suspensión
Sodio(Na ⁺)	Bicarbonato(HCO ₃ ⁻)	Temperatura
Hierro(Fe ³⁺)	Sulfato(SO ₄ ²⁻)	Contenido de petróleo
Bario(Ba ²⁺)		Dureza total
Estroncio(Sr ²⁺)		Sólidos disueltos totales
Radio(Ra ³⁺)		Conductividad
		Alcalinidad
		Oxígeno disuelto
		Turbidez
		CO ₂ , H ₂ S
		Bacterias sulfato reductoras
		Ferrobacterias, formadoras de lama.

Tomado y modificado de: ARPEL, "Guía para la disposición y el tratamiento de agua producida", Montevideo Uruguay.

1.3.1 Significado de los componentes y sus propiedades

1.3.1.1 **Cationes.**

- ❖ **Calcio:** Los iones calcio 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.
- ❖ **Magnesio:** Estos iones se presentan solamente en bajas concentraciones y también forman incrustaciones. Normalmente se encuentra como un componente de la incrustación del carbonato de calcio.
- ❖ **Sodio:** Es el catión más abundante en las salmueras de los yacimientos petrolíferos. Generalmente se halla en concentraciones entre 8000 y 10.000 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.
- ❖ **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.
- ❖ **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 marina³.
- ❖ **Estroncio y Radio:** son materiales radiactivos que pueden formar costras, pero generalmente solo se encuentran como trazas en productos de calcio.

³ ARPEL, "Guía para la disposición y el tratamiento de agua producida", Montevideo Uruguay.

1.3.1.2 Aniones

- ❖ **Cloruros:** Son casi siempre uno de los componentes principales de las salmueras. La mayor fuente de los iones cloruros es el NaCl, por lo tanto este ion es utilizado para medir la salinidad del agua. La tabla 3 muestra la clasificación de las aguas según su concentración. El problema principal del manejo de los cloruros es que la corrosividad de la salmuera aumenta drásticamente con el contenido de cloruro. Además el contenido de cloruro generalmente es demasiado elevado para que el agua sea utilizable como agua potable para los seres humanos o el ganado, y es muchas veces lo suficientemente elevado como para matar la mayor parte de la vegetación³.

Tabla 3. Clasificación de las aguas según su concentración de cloruros.

Agua dulce	0 - 2000 ppm Cl
Agua salobre	2000 - 5000 ppm Cl
Agua salada	5000 - 40000 ppm Cl
salmuera	> 40000 ppm Cl

Tomado y modificado de: Ruth Páez Capacho, diplomado en facilidades de superficie Universidad Industrial de Santander. 2001.

- ❖ **Carbonatos y Bicarbonatos:** Estos iones son importantes debido a que pueden formar incrustaciones insolubles.
- ❖ **Sulfatos:** También forman costras pero además son la "fuente alimenticia" para las bacterias reductoras de sulfatos que pueden llevar a la formación de H₂S en el yacimiento³.

1.3.1.3 Otras Propiedades

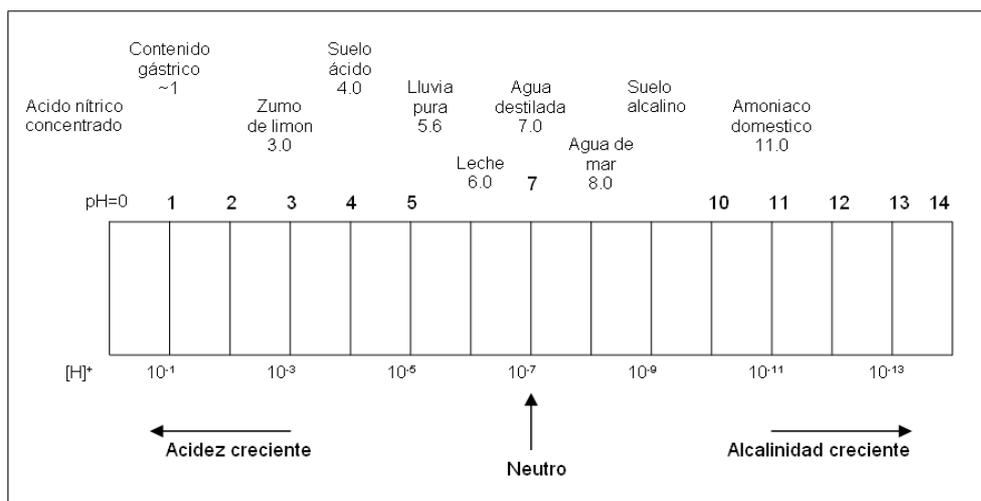
- ❖ **pH:** es una medida de acidez o alcalinidad. (ver figura 1). Este es importante en la formación de costras, la tendencia de formar costras disminuye con pH más bajos y en el efecto del agua sobre la flora y fauna.

Un pH neutro es de 7.0, con un rango entre 6.5 y 7.5 para aguas naturales. Los pH fuera de esta escala conducen a la degradación de la vegetación y a la mortandad de la vida marina, aunque hay especies que sobreviven a pH entre 5 a 8.5.

- ❖ **Contenido de Sólidos en Suspensión:** Es la cantidad de sólidos que pueden separarse por filtrado de un volumen dado, y se usa para estimar la tendencia de taponamiento de los sistemas de inyección. Generalmente se usa un filtro con poros de 0.45 μ de diámetro. Por lo general son partículas de óxidos metálicos producto de la corrosión, hierro oxidado o manganeso presentes originalmente en el agua. Otros sólidos suspendidos pueden ser los sedimentos, arena, arcilla o cuerpos bacterianos.
- ❖ **Temperatura:** Es uno de los parámetros físicos importantes y está determinado por múltiples factores potencialmente ambientales que lo hacen variar continuamente. Generalmente este parámetro no se acondiciona, se presenta en forma natural. La temperatura es un parámetro importante porque influye en el retardo o aceleración de la actividad biológica, la absorción de oxígeno, la precipitación de compuestos, formación de depósitos, la desinfección mediante cloro y también indirectamente en los procesos de mezcla, floculación, sedimentación y filtración.
- ❖ **Contenido de Petróleo:** Es la cantidad de petróleo disperso en el agua asociada. Muchas veces se ve como iridiscencia sobre las aguas donde se elimina o derrama, y causa problemas severos³.
- ❖ **Dureza total:** La “dureza total” se expresa principalmente por la suma de los cationes metálicos, Ca^{2+} y Mg^{2+} . (ver tabla 4 y 5.), expresada como CaCO_3 en mg/L. Estos cationes reaccionan con otros iones presentes en el agua para formar precipitados en las calderas. Los iones que provocan la dureza tienen su origen en el suelo y en las formaciones geológicas.

Aunque otros constituyentes tales como el hierro y manganeso también contribuyen a la dureza, casi siempre tienen concentraciones tan pequeñas que en realidad no afectan la dureza del agua de los campos petroleros.

Figura 1. Escala de pH.



Tomado y modificado de: ROJAS, J. "Fundamentos de calidad de agua". Programa de Ingeniería de Petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. 2007.

Tabla 4. Especies iónicas responsables de la dureza.

Cationes	Aniones
Ca ²⁺	HCO ₃ ⁻
Mg ²⁺	SO ₄ ²⁻
Si ²⁺	Cl ⁻
Fe ²⁺	NO ₃ ⁻
Mn ²⁺	SiO ₃ ²⁻

Tomado y modificado de: ROJAS, J. "Fundamentos de calidad de agua". Programa de Ingeniería de Petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. 2007.

Tabla 5. Dureza relativa de las aguas.

Grado de dureza	meq/l	mg/l como CaCO₃
Blanda	<1	0-75
Moderadamente dura	1-3	75-150
Dura	3-6	150-300
Muy dura	>6	>300

Tomado y modificado de: ROJAS, J. "Fundamentos de calidad de agua". Programa de Ingeniería de Petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. 2007.

- ❖ **Sólidos Disueltos Totales:** Es simplemente el residuo de la evaporación de un volumen de agua previamente filtrado, o la suma de los aniones y cationes del análisis³.
- ❖ **Conductividad:** La conductividad eléctrica, o como se la denomina en general, la conductividad, es una medida de la capacidad de una solución acuosa para transportar la corriente eléctrica. La corriente eléctrica es conducida en la solución mediante el movimiento de los iones y así cuanto mayor es el número de iones (es decir, mayor la concentración de sales disueltas), mayor es la movilidad iónica y en consecuencia mayor es la magnitud de la conductividad. Químicamente el agua pura no conduce la corriente eléctrica debido a que los únicos iones presentes son el H⁺ y OH⁻ y por ello la conductividad del agua muy pura es aproximadamente 0.05 $\mu\text{S/cm}$ (microsiemens/cm). (ver tabla 6). Por otro lado, un agua de mar con alto contenido de sales tiene una conductividad de aproximadamente 40000 $\mu\text{S/cm}$ ⁴.

⁴ ROJAS, J. "Fundamentos de calidad de agua". Programa de Ingeniería de Petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. 2007.

Tabla 6. Intervalos típicos de la conductividad para diferentes aguas

Agua	Intervalo de conductividad ($\mu\text{S/cm}$)
Químicamente pura	0.05
Destilada	0.1-4
Agua de lluvia	20-100
Agua blanda	40-150
Agua dura	200-500
Gama de ríos	100-1.000
Agua subterránea	200-1.500
Agua de estuario	200-2000
Agua de mar	40000

Tomado y modificado de: ROJAS, J. "Fundamentos de calidad de agua". Programa de Ingeniería de Petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. 2007

- ❖ **Turbidez:** Es una medida del grado de oscuridad del agua. Indica que el agua no es clara por contener material insoluble tal como sólidos suspendidos, aceite disperso o burbujas de gas. Cuando el agua es muy turbia se pueden presentar problemas de taponamiento.
- ❖ **Alcalinidad:** La alcalinidad en el agua representa su habilidad para neutralizar ácidos. Las principales fuentes de alcalinidad en las aguas naturales son el ion hidróxido (OH^-), ion carbonato (CO_3^{2-}), y el ion bicarbonato (HCO_3^-). Otros iones como fosfatos, boratos o iones silicatos están presentes en concentraciones muy bajas y por lo tanto no afectan la alcalinidad.
- ❖ **Oxígeno disuelto (O_2):** El oxígeno disuelto incrementa significativamente la corrosividad del agua despolarizando el cátodo. Si el agua presenta hierro disuelto, éste reaccionará con el agua presentándose precipitaciones de óxido de hierro insoluble, lo cual ocasiona problemas de taponamiento. El oxígeno también facilita el desarrollo de bacterias aeróbicas.

- ❖ **Dióxido de carbono disuelto (CO₂):** La mayoría del dióxido de carbono disuelto en el agua es derivado de la descomposición de materia orgánica de las capas superiores de la formación. El dióxido de carbono disuelto en el agua forma un ácido débil, llamado ácido carbónico que disminuye el pH y en consecuencia incrementa la tendencia de la corrosividad del agua. El dióxido de carbono influye en la tendencia de la formación de carbonato de calcio. La corrosión por CO₂ es limpia y en concentraciones similares no es tan corrosivo con el oxígeno. Se considera que el contenido total de dióxido de carbono disponible en el agua, es la suma del que está combinado como carbonato y bicarbonato y del dióxido de carbono libre presente. Estos iones existen en equilibrio unos con otros y sus concentraciones relativas dependen del pH del agua.

- ❖ **Sulfuro de hidrógeno (H₂S):** Es un gas tóxico que tiene un olor característico desagradable (huevo podrido), es más o menos soluble en agua. Su presencia en el agua incrementa la corrosividad, puede estar presente en el agua o ser generado por bacterias sulfato reductora (SBR). Si el agua comienza a mostrar trazas de H₂S, ésto puede ser indicativo de que las bacterias sulfato reductoras están presentes en el sistema. Otro indicativo de la presencia del H₂S es el cambio de color del agua, la cual se torna negra por la presencia de sulfuro de hierro, el cual es un producto de corrosión que combinado con el ion ferroso forman el sulfuro ferroso.

- ❖ **Bacterias sulfato reductoras:** Su nombre científico es Desulfovibrio Desulfuricans. Son las más importantes desde el punto de vista corrosivo, se desarrollan preferencialmente en medios anaeróbicos, aunque en medios con presencia de oxígeno sobreviven bajo depósitos bacterianos donde el oxígeno no llega. Las bacterias sulfato reductoras (SBR) toman el ion sulfato presente en el agua y lo reducen a H₂S que es un gas corrosivo. Para realizar este proceso las bacterias SBR utilizan en su metabolismo

hidrógeno atómico, el cual obtienen del cátodo de los procesos de corrosión del hierro, causando por lo tanto en las celdas de corrosión una despolarización del cátodo y consecuentemente un incremento en la rata de corrosión. El producto de la corrosión causada por el H₂S es el sulfuro de hierro que puede taponar la formación.

- ❖ **Ferrobacterias:** Las más comunes son las llamadas Gallionela. Causan corrosión en sistemas de agua usando los siguientes mecanismos: Los compuestos ferrosos provenientes del proceso de corrosión se oxidan en hidróxido férrico hidratado, removiendo el oxígeno del agua y causando condición anaeróbica debajo de los depósitos. En un segundo mecanismo las ferrobacterias en áreas de baja concentración de oxígeno, convierten el ion ferroso en férrico, el cual se precipita como hidróxido férrico, cubriendo la superficie del metal y produciendo celdas de concentración de oxígeno.

- ❖ **Formadoras de lama:** Las que se encuentran más frecuentemente en campos petroleros son Seudomonas, Flavobacterias, aerobacterias, bacilos. Estos microorganismos se reproducen fácilmente y forman voluminosas masas bacterianas sobre la superficie de las estructuras metálicas, que impiden la penetración del oxígeno, creando ambientes propicios para la reproducción de las bacterias sulfato reductoras⁵.

1.4 Problemas ambientales asociados con la producción de agua

El agua asociada a la producción contiene cantidades variables de sales y gases disueltos (CO, CO₂, H₂S).

⁵ Ruth Páez Capacho, diplomado en facilidades de superficie Universidad Industrial de Santander. 2001

Puede haber algunos sólidos en suspensión que pueden contener trazas de metales pesados y, posiblemente, niveles excesivos de radiación como el estroncio y el radio. Generalmente, antes del tratamiento, el agua asociada a la producción de petróleo contiene niveles demasiado altos de aceite suspendido y emulsificado. Generalmente las salmueras de yacimientos petrolíferos no son aptas para el consumo humano ni para el uso de los animales. El agua asociada a la producción también puede aparecer relativamente clara y a menudo es difícil distinguirla de otras aguas³.

1.4.1 Fuentes de agua potable

Uno de los mayores problemas potenciales del agua asociada a la producción es la contaminación de las fuentes de aguas potables. La mayoría de las aguas potables mundiales se hallan bajo tierra pero a pocos metros de la superficie, o en ríos y arroyos. La mayoría de estos acuíferos son alimentados por filtración desde la superficie, y son muy susceptibles a la contaminación por otros fluidos. El agua asociada a la producción de petróleo es un contaminante ideal de la misma gravedad específica que la capa acuífera, potencial fuente de alimentación de la capa freática, con una movilidad equivalente y fácilmente mezclable con el agua dulce de la capa freática. Si una capa freática con un nivel de cloruro de, por ejemplo, 100 ppm fuese contaminada por una salmuera de yacimiento petrolero con 180,000 ppm de cloruros, se requeriría un nivel de dilución de 1200 para volver el agua a un nivel aceptable de cloruros de 250 ppm.

1.4.2 Volumen

Cuando comienza la producción, los volúmenes iniciales de agua asociada a la producción generalmente son bajos. Es extremadamente improbable que los volúmenes disminuyan, excepto bajo circunstancias poco comunes. Si se está produciendo en varias zonas es posible que una reconstrucción del pozo pueda

demorar o postergar la producción de agua, pero en la mayoría de las zonas la permeabilidad relativa de la roca al agua asegura que una vez que ocurre la irrupción, la producción de agua no solo continuará sino que aumentará. De hecho es bastante normal que la relación agua-petróleo aumente muy rápidamente inicialmente una o más veces. Después de este "estallido" inicial la relación agua/petróleo aumenta en forma cada vez más paulatina, a medida que la saturación de agua en la vecindad del pozo continúa aumentando. Eventualmente el costo de sacar, manejar, procesar y eliminar el agua, adicionado al bajo nivel de producción de petróleo, hace que la operación de un pozo deje de ser económica. No obstante, se producen volúmenes considerables de agua durante la vida de un pozo. Cuando el nivel de producción de agua de un campo es grande, éste es más propenso a la contaminación debido a los grandes volúmenes de agua a manejar.

1.4.3 Sales y sólidos en suspensión

El agua asociada a la producción contiene una gran variedad de sales disueltas (como cationes y aniones), sólidos suspendidos y gases. Algunos son simplemente objetables mientras otros son tóxicos y pueden concentrarse en la cadena alimenticia.

1.4.4 Sodio y cloruros

El sodio en particular es perjudicial para la calidad del agua, sobre todo cuando se la usa para la irrigación, ya que su evaporación conduce a una acumulación severa y dañina de sal. Cuando el sodio se combina con sulfatos también causa problemas de salud (diarrea) y espuma en las calderas.

1.4.4.1 Sólidos en suspensión

Esta es una medida del material que excede el tamaño coloidal. Estos sólidos interfieren con la auto purificación, conducen a los depósitos de lodos, y dan mal

aspecto.

1.4.4.2 Metales pesados

El metal pesado primario en el agua producida es el bario, pero pueden presentarse pequeñas cantidades de mercurio, arsénico y selenio. Estos elementos son extremadamente tóxicos para los seres humanos aún en cantidades pequeñas, y son concentrados por varios organismos. Las concentraciones máximas deben ser menores de 1 mg/L.

1.4.4.3 Sulfuros

Los sulfuros matan a los seres acuáticos, producen mal sabor y olor y son perjudiciales para el uso en procesos industriales. Se recomiendan niveles máximos permisibles de 0.5 mg/L.

1.4.4.4 Aceites y grasas

Estos incluyen la toxicidad para los peces, la reducción de la aireación, sabores y olores y la interferencia con las plantas de tratamiento de agua. Si se descarga el agua en la superficie es un problema estético y, a menudo, tóxico para los mamíferos marinos y para las aves. En pozos de inyección puede causar emulsión en la formación.

1.4.5 Temperatura

La temperatura de los yacimientos es una función de la profundidad. Las temperaturas de las aguas asociadas a la producción reflejan la temperatura del yacimiento, la tasa de flujo, la geometría del pozo, la temperatura ambiente y el método de procesamiento en la superficie. En el punto de eliminación las aguas

asociadas tienen todavía temperaturas elevadas. Las descargas en aguas de superficie elevará su temperatura y este cambio disminuirá los niveles de oxígeno disuelto causando mortandad de peces, interferirá con la procreación y propagación de las especies, aumentará las tasas de crecimiento de las bacterias, de organismos benéficos y perjudiciales, acelerará las reacciones químicas y conducirá a la eutroficación.

1.5 Factores que afectan la producción de agua y el volumen

La evaluación de factores que afectan la producción de agua son importantes debido a la carga económica que impone a los operadores de petróleo y gas. El manejo del agua asociada a la producción es una cuestión clave debido a su gran volumen y costos de manipulación. Además, el agua, aunque es producida naturalmente, genera impactos ambientales que podrían ser considerables si no se manejan adecuadamente.

Los siguientes factores pueden afectar el volumen de agua asociada a la producción durante el ciclo de vida de un pozo (**Reynolds and Kiker 2003⁶**). Esto no pretende ser una lista exhaustiva, pero simplemente una demostración de los impactos potenciales.

1.5.1 Ubicación del pozo dentro de la estructura del yacimiento

Un pozo mal perforado o uno que ha sido mal ubicado dentro de la estructura del yacimiento podría dar como resultado la producción de agua antes de lo previsto.

⁶ Reynolds, R.R., and R.D. Kiker, 2003, "Produced Water and Associated Issues – A Manual for the Independent Operator," Oklahoma Geological Survey Open File Report 6-2003, prepared for the South Midcontinent Region of the Petroleum Technology Transfer Council.

1.5.2 Tipo de completamiento (cañoneo)

El cañoneo ofrece un mayor grado de control en la zona productora de hidrocarburos. Intervalos específicos puede ser objeto de aumento en la producción de hidrocarburos o de evitar o reducir al mínimo la producción de agua.

1.5.3 Tipos de separación y tratamiento del agua

Históricamente, la separación en superficie y tratamiento se han utilizado para el manejo del agua asociada a la producción de crudo. Sin embargo, este tipo de operación implica grandes costos para llevar el agua a la superficie, así como costos de equipos y compuestos químicos para el tratamiento del agua. Una vez en superficie, la introducción de oxígeno en el tratamiento del agua asociada requiere que se aborden además tratamientos de corrosión y bacterias. Alternativas para evitar el tratamiento en superficie podría ser la implementación de equipos de separación de fondo de pozo que permita que el agua producida permanezca en el fondo del pozo, a fin de evitar costos de producción, instalaciones de superficie, y problemas de corrosión.

1.5.4 Inundación de agua para la recuperación mejorada de petróleo

El propósito básico de la inundación de agua es poner agua en el yacimiento para que actúe como medio de empuje del petróleo hacia el pozo productor. Cuando el frente de agua llega a un pozo, el volumen del agua asociada a la producción será mucho mayor. En muchos casos, es ventajoso cerrar estos pozos o convertirlos en pozos de inyección a fin de no obstaculizar el progreso del frente de agua a través del yacimiento.

1.5.5 Volumen insuficiente de agua producida para la inundación de agua

Si el agua de producción disponible es insuficiente para la inundación de agua, se deben obtener aguas de fuentes adicionales para aumentar la inyección de agua. Para que una operación de inundación de agua tenga éxito el agua utilizada para la inyección debe ser de una calidad que no dañe la roca del yacimiento. En el pasado, el agua dulce se utilizaba comúnmente en las inundaciones de agua. Debido a la creciente escasez de agua dulce, generalmente ya no se utiliza como fuente de agua viable para las inundaciones de agua. Independientemente de la fuente, la incorporación cada vez mayor de esta agua al yacimiento se traducirá en un mayor volumen de agua asociada a la producción.

1.5.6 Pérdida de la integridad mecánica

Los agujeros causados por la corrosión o desgaste y grietas en el revestimiento causados por fallas, presión excesiva, o deformación puede permitir el ingreso indeseado de aguas del acuífero al pozo y producirse a la superficie como agua asociada. (Ver anexo 1).

1.5.7 Problemas de comunicación en el subsuelo

Cerca del pozo, diferentes problemas de comunicación como los canales detrás del revestimiento y cañoneos cerca del contacto agua/petróleo puede resultar en mayores volúmenes de agua asociada a la producción (Ver anexo 1). Además, problemas de comunicación en el yacimiento tales como la conificación, la canalización a través de zonas de alta permeabilidad o fracturas, y la fractura de la zona productora de hidrocarburos también pueden contribuir al aumento de los volúmenes de agua asociada a la producción.

Cada uno de los factores anteriores puede afectar seriamente el volumen de agua asociada a la producción. Con el aumento de los volúmenes de agua, la viabilidad económica de un proyecto se convierte en un problema, debido a la pérdida de

hidrocarburos recuperables, el gasto adicional de bombeo de agua frente a los hidrocarburos, el aumento de tamaño y el costo de las instalaciones de tratamiento de agua y productos químicos de tratamiento, y el costo de desechar el agua. La consideración de los impactos del agua en un proyecto, la planificación y ejecución adecuada pueden minimizar estos gastos, o al menos retrasar su impacto.

2 OPCIONES CONVENCIONALES DE MANEJO DE AGUAS ASOCIADAS A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

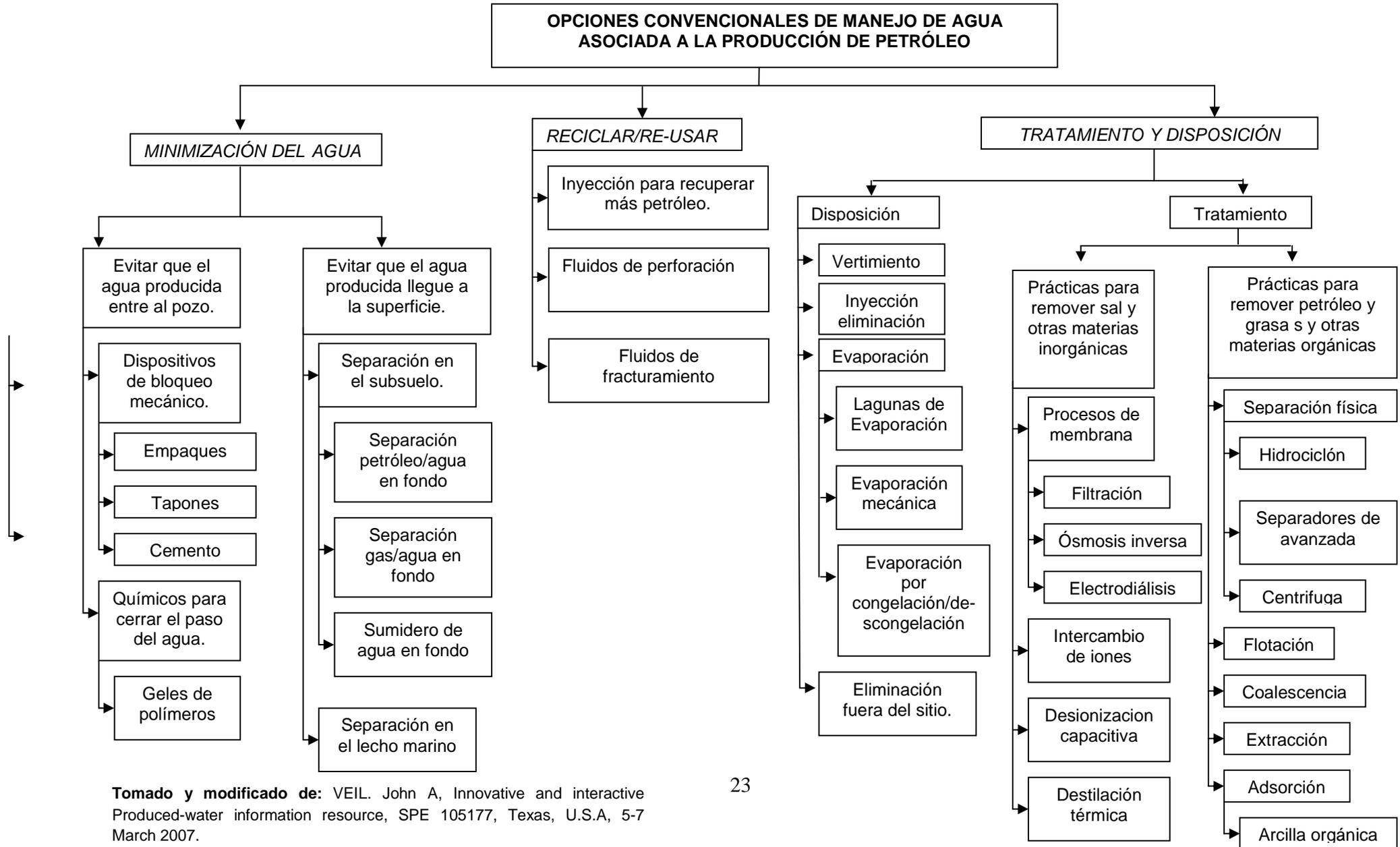
Existen muchos enfoques para el manejo del agua asociada a la producción de petróleo, algunos de ellos se discuten en este capítulo. La opción más apropiada para un lugar determinado estará en función de varios factores, incluyendo la ubicación, el reglamento ambiental establecido, la viabilidad técnica, costos, y disponibilidad de infraestructura y equipamiento. Las alternativas principales que se utilizan hoy en día son pozos de inyección subterráneo, vertimiento de las aguas y la reutilización de la misma, aunque algunas otras opciones se utilizan en lugares seleccionados. Históricamente, el agua asociada a la producción de petróleo se maneja de la manera menos costosa. Hoy en día, muchas empresas reconocen que el agua puede ser una fuente de ingreso en sus operaciones. Por ejemplo, Shell ha establecido programas y documentos de manejo de agua a través del cual la empresa intenta minimizar la producción de agua, reducir los costos de los métodos de tratamiento de agua, y mira las formas en que las instalaciones existentes pueden manejar grandes volúmenes de agua (**Khatib and Verbeek, 2003⁷**).

Para el manejo convencional de las aguas asociadas a la producción de petróleo tratado en este documento se tuvo en cuenta tres etapas (**Ver figura 2**). Estas son:

- *Minimización del agua asociada a la producción de petróleo.*
- *Reciclar/Re-usar.*
- *Tratamiento y disposición.*

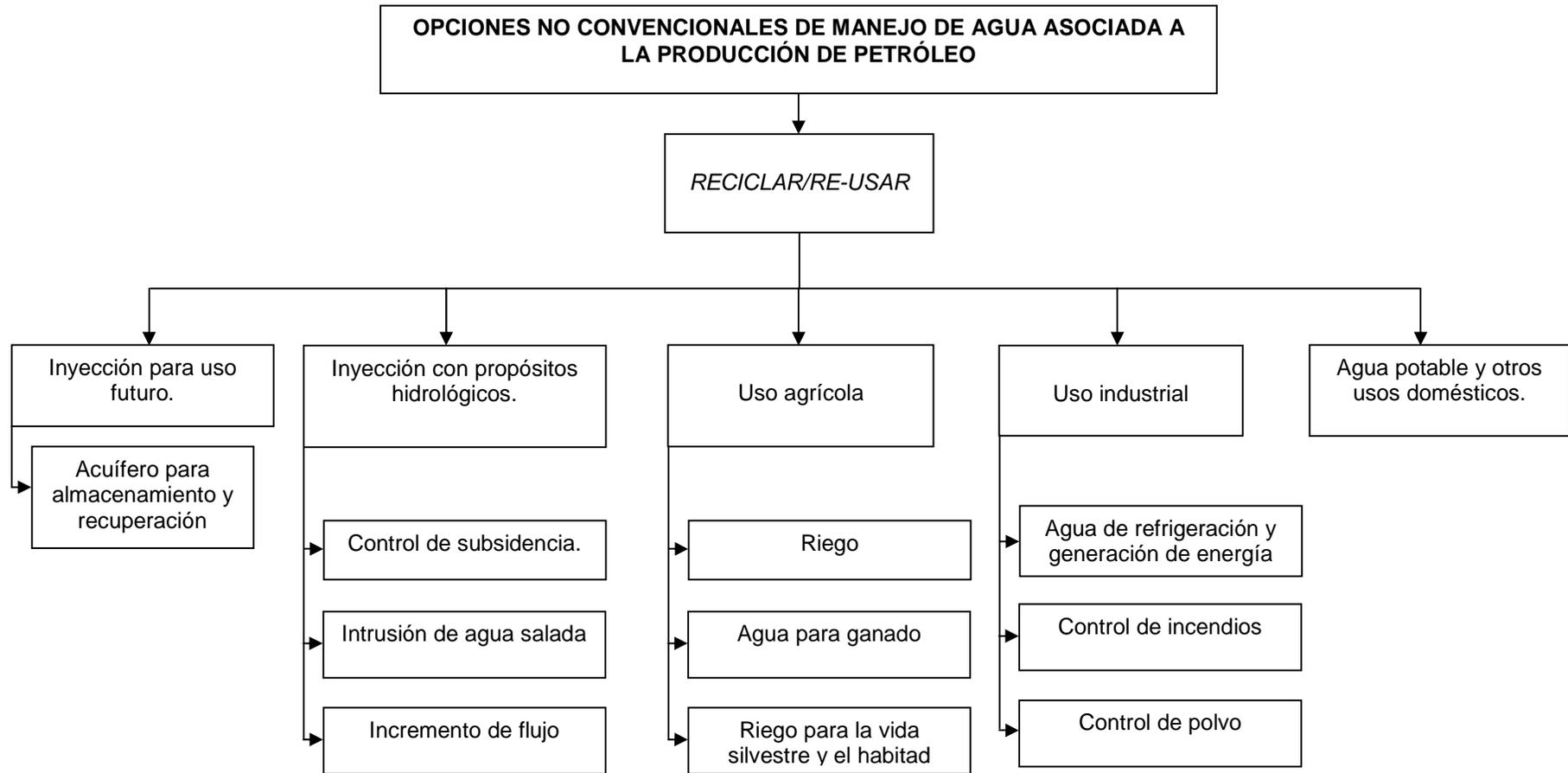
⁷ Khatib, Z., and P. Verbeek, 2003, "Water to Value – Produced Water Management for Sustainable Field Development of Mature and Green Fields," *Journal of Petroleum Technology*, Jan., pp. 26-28.

Figura 2. Opciones convencionales de manejo de agua asociada a la producción de petróleo.



Tomado y modificado de: VEIL. John A, Innovative and interactive Produced-water information resource, SPE 105177, Texas, U.S.A, 5-7 March 2007.

Figura 3. Opciones no convencionales de manejo de agua asociada a la producción de petróleo.



Tomado y modificado de: VEIL. John A, Innovative and interactive Produced-water information resource, SPE 105177, Texas, U.S.A, 5-7 March 2007.

2.1 Minimización del agua asociada a la producción de petróleo

Dentro de una formación productora, el agua y el petróleo no están completamente mezclados; la capa de hidrocarburos normalmente se extiende por encima de la capa de agua en virtud de su menor gravedad específica, los operadores hacen todo lo posible para producir el pozo solo de la capa de hidrocarburos. Como los hidrocarburos son retirados de la formación, los cambios de gradiente de presión hacen que la capa de agua a menudo se levante en la vecindad del pozo, creando un efecto de conificación. Dado que la producción continúa, gran parte de los fluidos producidos será agua.

La minimización del agua asociada a la producción de petróleo es la opción preferida ya que si se reduce la cantidad de agua, se evitarán tratamientos en superficie y problemas de manejo y disposición de esta.

2.1.1 Evitar que el agua asociada a la producción de petróleo entre al pozo

2.1.1.1 Dispositivos de bloqueo mecánico

Se han utilizado diversos mecanismos y técnicas de construcción de pozos para bloquear el agua y evitar que entre al pozo. **Seright et al. (2001)**⁸ propone varios ejemplos de estas técnicas:

- Empaques
- Taponés en puente

⁸ Seright, R.S., R.H. Lane, and R.D. Sydansk, 2001, "A Strategy for Attacking Excess Water Production," SPE 70067, presented at the SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, TX, May 15-16.

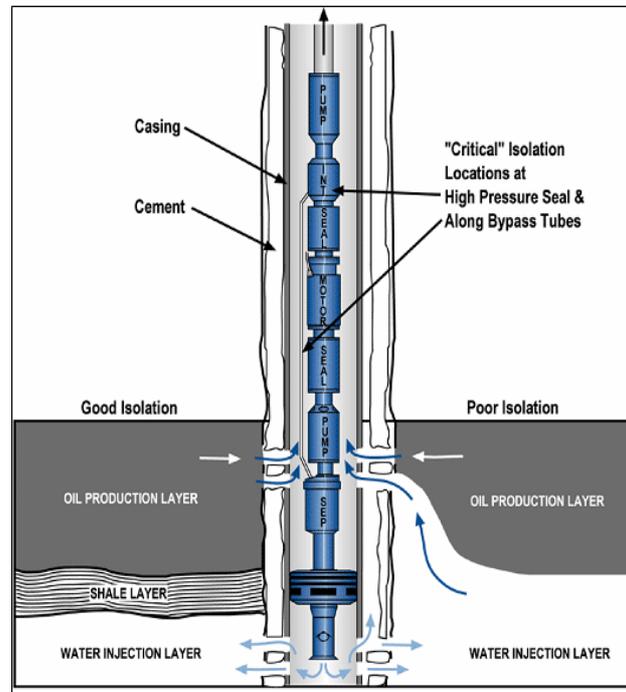
- Taponos de cemento
- Tubing patches
- Taponos de arena en la cara del pozo
- Abandono del pozo
- Plan de control de flujo
- Pozos horizontales

No todos los tipos de yacimientos o problemas asociados con la construcción de pozos pueden ser efectivamente controlados por los dispositivos de bloqueo mecánico. Cuando se piensa en minimizar el agua asociada a la producción de petróleo, se debe en primer lugar diagnosticar la causa específica del aumento de la producción de agua. La falta de diagnósticos puede conducir a la mala selección de una solución que hace poco para corregir el problema. **Jon Elphick 1997⁹** describe 10 tipos de problemas asociados con el agua en pozos individuales, en los cuales la mejor forma de tratarlos es aplicando dispositivos de bloqueo mecánico y geles de polímeros (Ver anexo 1).

La Figura 4 muestra un separador de fondo de pozo. (Esta tecnología se describe mas adelante.). Se ilustran dos capas geológicas y las condiciones del pozo. La parte izquierda del dibujo muestra una buena cementación y una capa geológica de shale entre el aceite y la capa de agua. Esta configuración minimiza la cantidad de agua que entra en el pozo. Sin embargo, en el lado derecho, la producción de agua asociada al petróleo en el pozo es mucho mayor debido a una pobre cementación entre el revestimiento y el pozo, y la falta de una capa geológica entre las capas de petróleo y agua.

⁹ Elphick J y Seright R: "A Classification of Water Problem Types," presentado en la Conferencia de la Red Educativa de la 3ra. Conferencia Internacional Anual sobre Modificación Concordante del Yacimiento, Cegado del Agua y el Gas, Houston, Texas, EE.UU., Agosto 6-8,1997.

Figura 4. Sección transversal de un pozo en una formación, que muestra las configuraciones buenas y malas.



Tomado de: Baker Hughes Inc.

2.1.1.2 Productos químicos para cerrar el paso de agua asociada a la producción de petróleo

Otro método para minimizar la producción de agua y que al mismo tiempo permite la producción continua de petróleo implica el uso de sustancias químicas que se inyectan en la formación. En este caso, sin embargo, los productos químicos que se introducen profundamente en la tierra, no afectarán la biosfera. Además, tienen un impacto benéfico. La mayoría de estos productos son geles de polímeros. Las soluciones selectivas de gel entran en las grietas y caminos que sigue el agua y la desplaza. Cuando el gel se establece en las grietas, bloquea la mayor parte del movimiento del agua al pozo permitiendo al mismo tiempo que el petróleo fluya

hacia el pozo. Muchos tipos de geles pueden ser preparados, dependiendo del tipo específico de flujo de agua que esté en estudio. Algunos de los factores claves que se recomienda para su consideración con respecto a los diseños del gel, tratamiento y las operaciones son las siguientes:

❖ **Ingredientes de los componentes:**

- Tipo de geles de polímero (en la mayoría de los casos, un polímero poliacrilamida; también se han utilizado productos microbianos y lignosulfonatos).
- Tipo de agente reticulante (iones metálicos u orgánicos), el fluido utilizado para mezclar el gel (agua dulce o agua de producción).

❖ **Propiedades del gel** (sujeto a la variación en las diferentes etapas de tratamiento):

- Concentración del polímero.
- Peso molecular del polímero.
- Viscosidad (afecta el tamaño de las grietas o fracturas que pueden ser penetradas a una presión dada)
- Densidad (si es demasiado densa, el gel puede hundirse demasiado en la capa de agua y perder eficiencia).
- Tiempo de configuración (influye en la medida que el gel penetra las grietas o fracturas).

❖ **Procedimiento para el tratamiento:**

- Preparación del pozo antes del tratamiento.
- Volumen de gel utilizado.
- Presión de inyección.

- Rata de inyección.

Reynolds et al. (2002)¹⁰ sugiere utilizar los siguientes criterios de selección de pozos candidatos para el tratamiento con gel:

- Pozos ya cerrados o cerca del final de su vida productiva económica.
- Petróleo móvil remanente que permanece in situ.
- Alta relación agua / petróleo.
- Altos niveles de líquido producido.
- Pozos asociados con acuíferos activos.
- Alta permeabilidad de la roca que está saturada de aceite y agua.

2.1.2 Evitar que el agua asociada a la producción de petróleo llegue a la superficie

El levantamiento de agua a la superficie representa un gasto importante para las empresas operadoras. El proceso de elevación y manejo del agua asociada al petróleo en superficie puede dañar y alterar la superficie de la tierra y los recursos del agua subterránea. Una variedad de tecnologías han sido desarrolladas para tratar de manejar el agua, ya sea en el propio pozo o en una ubicación remota, como el fondo del mar. Aunque estas tecnologías no minimizan el volumen de agua que entra en el pozo, hacen disminuir el volumen de agua que llega a la superficie.

2.1.2.1 Separación en el subsuelo

2.1.2.1.1 Sumidero de agua en fondo / Completamiento dual de pozos

¹⁰ Reynolds, R., B. Kiker, and L. Cole, 2002, "Produced Water, and the Issues Associated with It," PTTC Network News, Vol. 8, No. 3, 3rd quarter.

La producción de petróleo puede disminuir en un pozo, porque el agua forma un cono alrededor o cerca de las perforaciones, lo que limita el volumen de petróleo que se puede producir.

Esta situación puede ser revertida y controlada por la realización de un pozo con dos separaciones en el tubing y dos bombas. El primer completamiento es realizado a una profundidad correspondiente a la producción de aceite, y el segundo se hace más abajo, a una profundidad donde se produzca gran cantidad de agua. Los dos completamientos están separados por un empaque. (Ver figura 5). El aceite se recoge sobre el empaque y se produce a la superficie y el agua recogida por debajo del empaque se inyecta en una formación más profunda (**Shirman and Wojtanowicz 2002¹¹; Wojtanowicz et al. 1999¹²**).

Esta tecnología también ha sido llamado “Down hole water sink” (***sumidero de agua en fondo de pozo***). En otra versión de este proceso, el agua es producida por separado a superficie para disponer de ella.

2.1.2.1.2 Separadores de aceite/agua en fondo de pozo

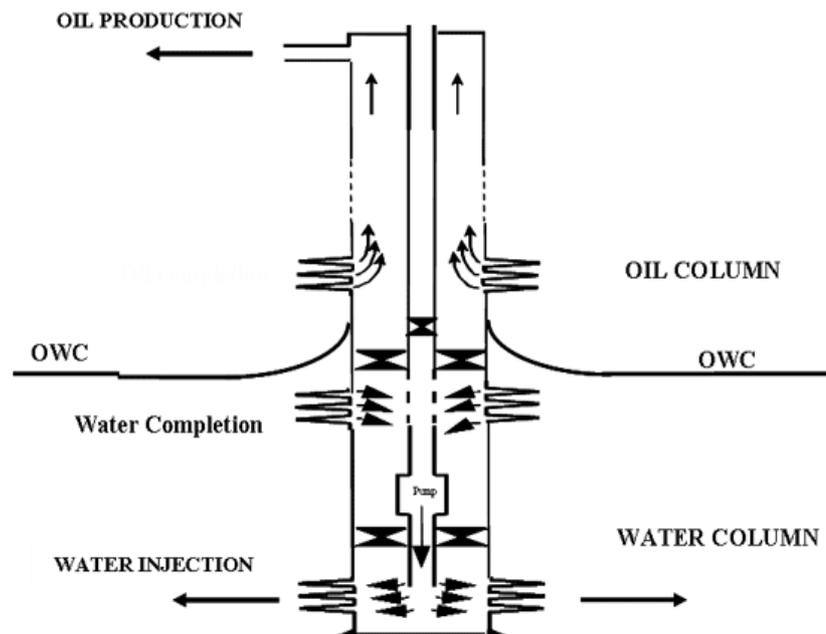
Los separadores de aceite/agua en fondo de pozo separan el aceite del agua en el mismo pozo. La tecnología de separación en fondo de pozo reduce la cantidad de agua asociada a la producción de petróleo que se maneja en la superficie por lo tanto separa el petróleo y lo produce a superficie y al mismo tiempo el agua es inyectada en el subsuelo. Esto puede reducir los costos y mejorar la protección del medio ambiente.

¹¹ Shirman, E.I., and A.K. Wojtanowicz, 2002, “More Oil Using Downhole Water-Sink Technology: A Feasibility Study,” SPE 66532, *SPE Production and Facilities*, Nov.

¹² Wojtanowicz, A.K., E.I. Shirman, and H. Kurban, 1999, “Downhole Water Sink (DWS) Completions Enhance Oil Recovery in Reservoirs with Water Coning Problem,” SPE 56721, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, Oct. 3-6.

Figura 5. Completamiento dual de pozos.

DWS WATER DRAINAGE-INJECTION WELL

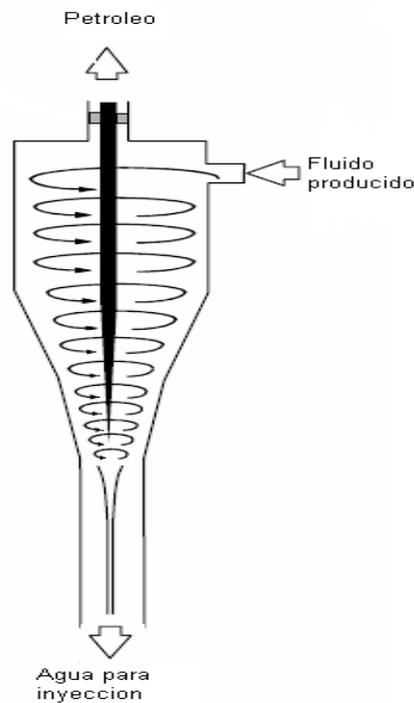


Tomado de: Wojtanowicz, A. "Down hole Water Sink (DWS) Completions Enhance Oil Recovery in Reservoirs with Water Coning Problem," SPE 56721, 1999.

La tecnología de separación en fondo de pozo tiene dos componentes principales: el componente de separación de aceite/agua y una o más bombas. Actualmente han sido empleados dos métodos básicos de la separación (hidrociclones y separación por gravedad).

- **Sistema de separación en fondo de pozo de tipo hidrociclón:** Los hidrociclones usan la fuerza centrífuga para separar los líquidos de densidad diferente (ver figura 6). Ésto no implica ninguna parte móvil.

Figura 6. Esquema de un hidrociclón líquido/líquido.

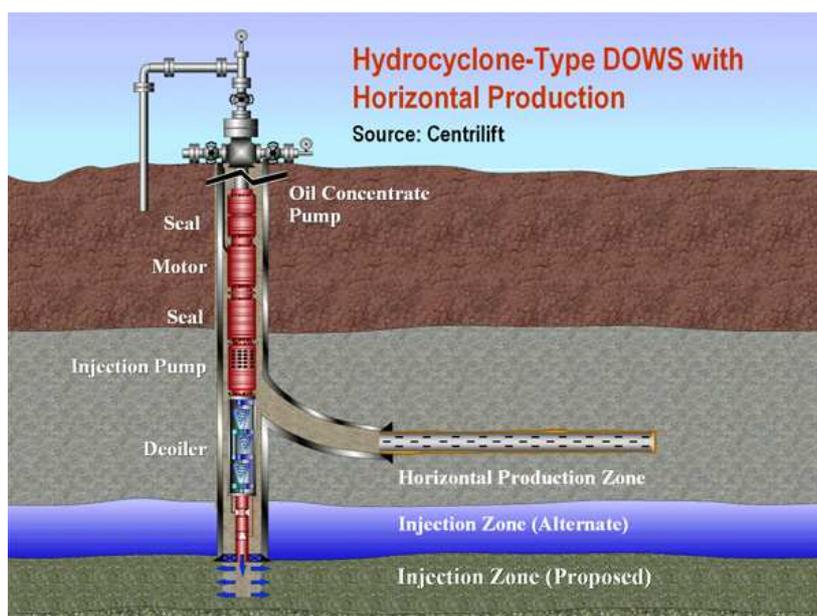


Tomado y modificado de: C. Chapuis, and Y. Lacourie, and D. Lançois, ELF, Exploration, Production, Testing of Down Hole Oil/Water Separation system in Lacq Superieur Field, France, SPE 54748, 1999.

La mezcla de aceite y agua entra en el hidrociclón a alta velocidad sobre el lado de una cámara de forma cónica. La acción de remolino hace que el agua más pesada se desplace a la parte exterior de la cámara y salga por un extremo, mientras que el petróleo que es menos denso salga a través de una segunda abertura. La fracción de agua que contenga una baja concentración de aceite (normalmente menos de 500 mg/L) puede ser inyectada, y la fracción de aceite junto con un poco de agua se bombea a la superficie. Los sistemas de separación en fondo de pozo de tipo hidrociclón han sido diseñados con bombas eléctricas sumergibles (ESP), bombas de cavidad progresiva (PCP), y bombas de embolo (rod pump). Las figuras 4 y 7 muestran los sistemas de

separación de fondo de pozo tipo hidrociclón instalados en pozos verticales y horizontales.

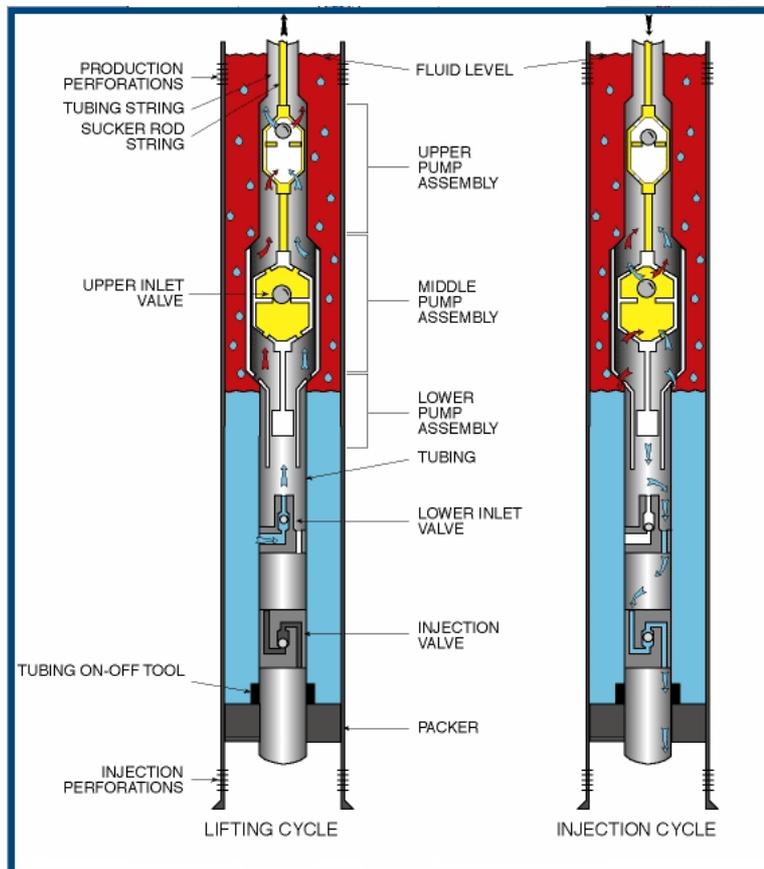
Figura 7. Sistema de separación en fondo de pozo de tipo hidrociclón en un pozo horizontal.



Tomado de: Baker Hughes inc.

- **Sistema de separación en fondo de pozo por gravedad:** están diseñados para permitir que las gotas de aceite entren al pozo a través de las perforaciones y formar una capa de aceite en el mismo. (ver figura 8). La mayoría de herramientas de separación por gravedad en posición vertical tienen dos entradas, una en la capa de aceite y la otra en la capa de agua. Este sistema de separación por gravedad utiliza bombas de émbolo (rod pump). Como las varillas se mueven arriba y abajo, el aceite se eleva a la superficie y el agua se inyecta.

Figura 8. Sistema de separación en fondo de pozo por gravedad.



Tomado de: VEIL, J.A., "Summary of Data from DOE-Subsidized Field Trial #1 of Downhole Oil/Water Separator Technology — Texaco Well Bilbrey 30-Federal No. 5," 2000.

2.1.2.1.3 Separadores de gas/agua en fondo de pozo

Esta tecnología se instala en el fondo de un pozo de gas y allí se separan el gas y el agua. La tecnología de separación de gas-agua en fondo de pozo puede clasificarse en cuatro categorías principales: herramientas de bypass, bombas de émbolo modificadas, ESP, y bombas de cavidad progresiva. Hay ventajas y desventajas entre los distintos tipos, dependiendo de la profundidad en cuestión y la aplicación específica. Tanto las tasas de agua asociada a la producción de gas

y la profundidad del pozo determinan qué tipo de herramienta de separación gas-agua en fondo de pozo es apropiado para el despliegue en un caso concreto.

- **Factores a considerar en las instalaciones de separadores aceite-agua en fondo de pozo y gas-agua en fondo de pozo:**

El factor de inyección de la formación que recibe el agua es probablemente, el factor clave a la hora de seleccionar un sistema de separación en fondo de pozo, ya sea aceite-agua o gas-agua. Lo importante es que durante el proceso de inyección no se debe introducir ningún material que pueda obstruir los poros de la formación y así reducir su inyectividad. Varios factores son relevantes a la obstrucción. Las partículas sólidas podrían provenir de la formación productora, de agentes utilizados en fracturamiento hidráulico, o de precipitados químicos creados por las interacciones entre el agua de la formación productora y el agua de la formación de inyección. Igualmente pequeñas cantidades de aceite en el agua pueden bloquear los poros debido a los efectos de capilaridad. Puede ser conveniente incluir un proceso de pretratamiento para generar una corriente de agua que sea extremadamente bajo en contenido de aceite (gotas de 5 a 50 micras de tamaño). Otro parámetro importante implica una buena separación mecánica y vertical entre la zona productora y la formación de inyección. El candidato también debe estar ubicado en un yacimiento que tiene suficientes reservas restantes que servirán para amortizar la inversión.

2.1.2.2 Separación en el lecho marino

El levantamiento del agua asociada a la producción de petróleo que va a la plataforma representa un gasto importante para las compañías. El espacio en la plataforma y las limitaciones de peso restringen aún más las opciones de tratamiento y aumentan los costos. En el fondo del mar la separación implica un módulo de gran tamaño que se sienta en el fondo del mar. Los fluidos de uno o más pozos son enviados allí para la separación. El petróleo es llevado a la

plataforma donde se almacena y se descarga, mientras que el agua suele ser bombeada directamente a un pozo de inyección.

2.2 Opciones de reciclaje y reutilización del agua

En muchos casos, el agua asociada a la producción de petróleo puede destinarse para otros usos. A veces el agua puede ser utilizada sin tratamiento, particularmente cuando ésta es muy limpia, (por ejemplo el agua proveniente de los yacimientos de metano en capas de carbón CBM) o el uso final no requiere de agua de alta calidad (por ejemplo, algunos proyectos de inundación de agua). En muchos otros casos, el agua debe ser tratada antes de que pueda ser reutilizada. El costo de tratar el agua para satisfacer un uso final es un factor importante en la determinación de las opciones de reutilización que se estudiarán.

2.2.1 Inyección de agua para recuperar más petróleo

El método comúnmente utilizado para el manejo del agua en superficie es la reinyección en el mismo yacimiento. Aunque un poco de agua es inyectada únicamente para disposición, la mayoría del agua asociada a la producción de petróleo (71%) se inyecta para mantener la presión del yacimiento y empujar hidráulicamente el petróleo hacia un pozo productor. Esta práctica se conoce como inundación de agua, o si se calienta el agua para producir vapor, como inundación de vapor. Cuando se utiliza para mejorar la recuperación de petróleo, ésta deja de ser un residuo y se convierte en un recurso.

En todo proceso de inyección de agua debe existir un tratamiento previo para evitar problemas de incrustación y corrosión, ya que éstos a través de la historia han sido el principal problema técnico en la inyección de agua. El agua ideal de inyección debe tener las siguientes características:

- Ser económica.
- No poseer partículas sólidas suspendidas mayores a $\frac{1}{4}$ del tamaño poral.
- No poseer sólidos dañinos que puedan ocasionar incrustación o corrosión.
- No presentar gases disueltos.
- Sin bacterias.
- No causar efectos adversos a la formación como hinchazón de arcillas.
- No causar efectos nocivos cuando se mezcle con fluidos de formación.
- No conductiva para prevenir corrosión galvánica.
- Tener eficiencia en términos de desplazamiento⁴.

2.2.2 Uso en trabajos de fracturamiento hidráulico y en lodos de perforación

Muchos pozos de petróleo y gas natural deben ser hidráulicamente fracturados para mejorar las operaciones de producción. Los fluidos de fracturamiento pueden ser: agua, espuma, geles, nitrógeno y dióxido de carbono. La utilización del agua asociada a la producción de petróleo en los trabajos de fracturamiento es una opción viable pero que no representa grandes cantidades de agua a utilizar, igualmente los trabajos de perforación requieren cantidades de agua un poco mayores que en los trabajos de fracturamiento, pero en realidad no va a ser un consumo de agua constante por un largo periodo de tiempo.

2.3 Opciones de disposición y tratamiento del agua asociada a la producción de petróleo

2.3.1 Disposición del agua asociada a la producción de petróleo

En muchas partes del mundo, el vertimiento en la superficie de los cuerpos de agua e inyección subterránea representan las principales opciones para disponer del agua asociada a la producción de petróleo.

2.3.1.1 Vertimiento

- **Vertimiento en superficie:** el vertimiento en superficie es practicado en varias partes del mundo ya sea para rociar los caminos en el invierno y su contenido salino aprovechado para derretir el hielo y la nieve a temperaturas cercanas al punto de congelamiento, o para el control de polvo en algunas regiones áridas.
- **Vertimiento en aguas superficiales:** el vertimiento en aguas dulces superficiales es practicado por muchas empresas, donde el control del agua es ejercido sobre la cantidad de aceites y grasas, y sobre la cantidad de sales disueltas en el fluido.
- **Vertimiento en ambientes marinos costeros:** El vertimiento en ambientes marinos costeros comprende principalmente un control del contenido del petróleo y del punto de descarga. Los objetivos principales son evitar las aguas muertas o estancadas y las zonas pesqueras.
- **Vertimiento costa afuera:** El vertimiento al mar es permitido por la mayoría de las autoridades reguladoras y está sujeta generalmente sólo a controles del nivel de aceites y grasa contenidos en el agua. Estos niveles varían desde 30 mg/L en Australia hasta 40 mg/L en el Mar del Norte y el Golfo de México. El vertimiento al mar ocurre normalmente en aguas profundas (más de 30 m) y más allá de la profundidad en la que se crían y pescan animales marinos.

2.3.1.2 Inyección subterránea para la eliminación

La inyección en formaciones subterráneas representa el enfoque más común para el manejo en superficie del agua asociada a la producción de petróleo. Las

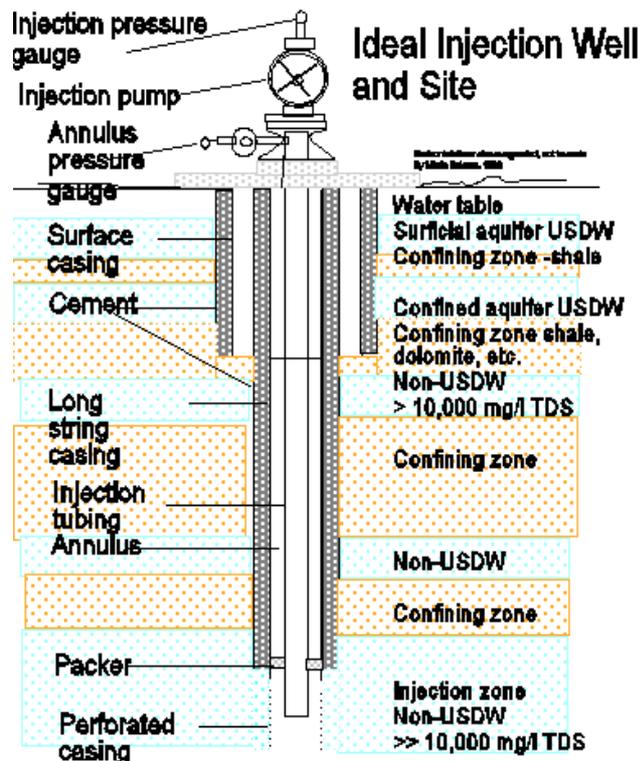
compañías operadoras, buscarán formaciones que presenten la combinación correcta de la permeabilidad, la porosidad, inyectividad, y otros rasgos geológicos que permitan que el agua inyectada entre en la formación a presiones inferiores a la presión de fractura. La formación de inyección debe ser geológicamente aislada de cualquier fuente subterránea de agua potable y de formaciones productoras de hidrocarburos (a menos que la inyección sea para la recuperación mejorada). Se deben evitar las zonas con exceso de fallas y fracturas que se extiendan verticalmente.

Los pozos de inyección deben ser construidos de manera que los líquidos inyectados se transmitan a la zona de inyección autorizada y no migren a fuentes subterráneas de agua potable. Estos pozos son perforados y construidos con tubería de acero (denominado revestimiento o casing) el cual es cementado para impedir la migración de fluidos a fuentes de agua potable. El revestimiento de superficie es cementado hasta la zona subterránea más baja de agua potable para evitar el movimiento de líquidos. (Ver figura 9).

- ❖ **Tratamiento antes de la inyección:** Es importante garantizar que el agua inyectada sea compatible con las formaciones que reciben el agua para evitar la obstrucción prematura de la formación o daño al equipo. Por lo tanto, puede ser necesario tratar el agua antes de la inyección para controlar el exceso de sólidos, petróleo disuelto, problemas de corrosión, reacciones químicas, y crecimiento de microbios.
 - Los sólidos son generalmente tratados por filtración. Las cantidades residuales de petróleo en el agua asociada a la producción de esta pueden contribuir a la obstrucción de la recepción de las formaciones. Hay varios productos químicos de tratamiento para romper emulsiones de petróleo o hacer más eficiente el tratamiento de eliminación del mismo.

- La corrosión puede ser producida por diversos gases disueltos principalmente el oxígeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno. Para tratar este problema se utilizan absorbedores de oxígeno y otros productos químicos para minimizar los niveles de gases disueltos no deseados.

Figura 9. Sección de un pozo de inyección.



Tomado de: EPA, "The Class V Underground Injection Control Study, Volume 23, Subsidence Control Wells," EPA/816-R-99-014w, 1999.

- La composición química del agua asociada a la producción de petróleo no coincide necesariamente con el agua de la formación que la recibe. Por ejemplo, varias sustancias disueltas en el agua pueden reaccionar con la roca u otros fluidos en la formación, y desencadenar consecuencias no deseadas. Antes de iniciar una operación de eliminación de agua, es importante analizar los componentes del agua asociada a la producción de

petróleo con el fin de evitar que las reacciones químicas formen precipitados. Si es necesario, los productos químicos de tratamiento pueden reducir al mínimo las reacciones indeseables.

- Las bacterias, algas y hongos pueden estar presentes en el agua asociada a la producción de petróleo. También pueden ser introducidos en el transcurso del manejo de agua en la superficie. Las bacterias, algas y hongos son generalmente controlados por filtración o la adición de biocidas.

2.3.1.3 Evaporación

La evaporación es el proceso para transformar el agua en forma líquida en vapor de agua en el aire. La evaporación puede ser natural la cual depende de la humedad local, la temperatura y el viento, o puede ser mecánica (inducida).

2.3.1.3.1 Lagunas de evaporación

El método más simple consiste en la evaporación de agua asociada a la producción de petróleo puesta en un estanque, pozo, o laguna, con una gran superficie. (Ver figura 10). El agua puede evaporarse de forma pasiva de la superficie siempre y cuando las tasas de evaporación sean superiores a las de entrada (incluyendo las precipitaciones). Las tasas de evaporación dependen del tamaño y la profundidad de la laguna y las características del fluido. Por ejemplo, en las regiones semiáridas, el calor, el aire caliente y seco moviéndose sobre la superficie de la tierra se traducirá en mayores índices de evaporación para los pequeños estanques. La tasa de evaporación de una solución disminuirá cuando la proporción relativa de los sólidos y los productos químicos aumente. El agua asociada a la producción de petróleo puede ser manejada en pequeñas lagunas de evaporación en el sitio o puede ser enviada fuera del sitio a las instalaciones comerciales que emplean cuencas de evaporación de gran tamaño.

Figura 10. Laguna de evaporación.



Tomado de: BC Technologies Ltd.

Uno de los problemas potenciales que plantean las lagunas de evaporación se deriva de su atractivo para las aves acuáticas migratorias. Si las lagunas de evaporación contienen aceite u otros hidrocarburos en la superficie, las aves pueden ser recubiertas con aceite y sufrir daños. La mejor solución a este problema es recubrir con mallas la laguna. (Ver figura 11).

2.3.1.3.2 Evaporación mecánica

Las tasas de evaporación se pueden mejorar por medio de la pulverización del agua a través de toberas. (Ver figura 12). Las toberas crean muchísimas gotas pequeñas con áreas de superficie grandes. En algunas regiones áridas del oeste de Estados Unidos, ésto se ha hecho a través de torres portátiles de nebulización. Se trata esencialmente de toberas de pulverización en la parte superior de los tubos verticales. El agua se esparce en el aire y se evapora antes de tocar el suelo. Sin embargo, esta práctica puede conducir a daños en la vegetación y suelos debido a la sal. Por lo tanto, las torres de nebulización no se recomiendan actualmente como una práctica de manejo del agua. Otra forma de evaporación

mecánica consiste en calentar el agua con el fin de inducir su evaporación a la atmosfera y así disminuir costos de tratamiento en superficie. Ver sección 4.1.2.1.

Figura 11. Laguna de evaporación cubierta con mallas.



Tomado de: U.S. Fish and Wildlife Service.

Figura 12. Pulverizador mecánico usado para la evaporación.



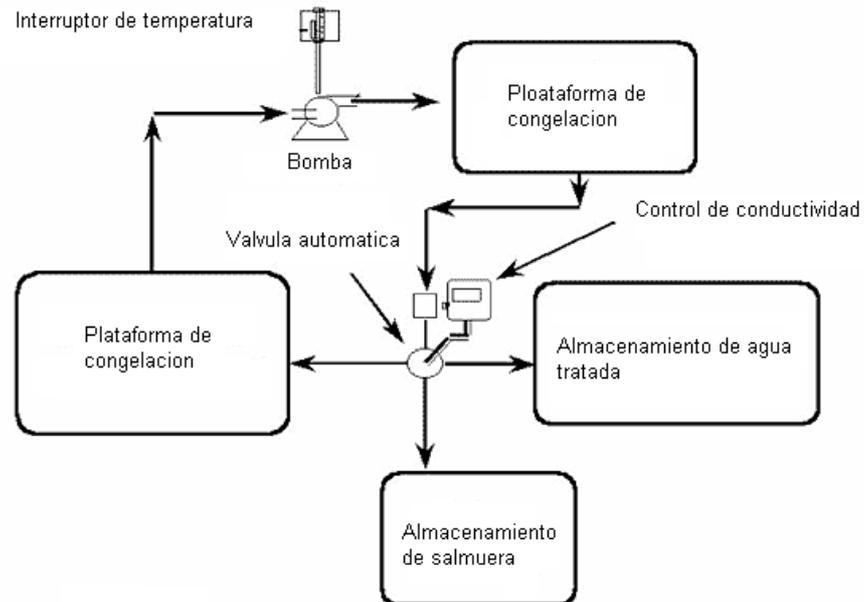
Tomado de: J. Veil, Argonne National Laboratory.

2.3.1.3.3 Evaporación por congelación/descongelación

(Boysen et al. 1999¹³) describe un innovador proceso de tratamiento de agua asociada a la producción de petróleo a través de la congelación y descongelación

natural, junto con la evaporación (Congelación / descongelación/ evaporación o FTE por sus siglas en ingles). (Ver figura 13).

Figura 13. Proceso FTE.



Tomado de: BC Technologies Ltd.

Cuando la temperatura ambiente es inferior a 32 °F (0° C), el agua asociada a la producción de petróleo es bombeada desde un estanque y es rociada sobre una almohadilla de congelación. (Ver figura 14). Como el rocío se congela, se forma una pila de hielo. Cuando la temperatura aumenta, el hielo en la plataforma de congelación se derrite.

¹³ Boysen, J.E., J.A. Harju, B. Shaw, M. Fosdick, A. Grisanti, and JA. Sorensen, 1999, "The Current Status of Commercial Deployment of the Freeze Thaw Evaporation Treatment of Produced Water," SPE 52700, presented at SPE/EPA 1999 Exploration and Production Environmental Conference, Austin, TX, March 1-3.

La salmuera altamente salina, identificada por su alta conductividad eléctrica, se separa y se bombea a un estanque donde puede ser utilizada como aditivo para los fluidos de perforación. El resto de agua purificada se bombea desde la plataforma de congelación a un estanque donde puede ser almacenado antes de su reutilización benéfica o vertimiento.

Figura 14. Pila de hielo proveniente de la pulverización del agua asociada a la producción de petróleo en el proceso FTE.



Tomado de: BC Technologies Ltd.

2.3.1.4 Eliminación comercial fuera del sitio

La eliminación comercial fuera del sitio se convierte en la mejor opción cuando los pequeños productores no quieren tener la responsabilidad de manejar dichas aguas en campo. Las operadoras en superficie no tienen acceso a las formaciones cercanas para considerar adecuada la eliminación de agua por medio de pozos de inyección, por esta razón deciden dejar este trabajo a compañías encargadas exclusivamente de la eliminación de agua.

2.3.2 Tratamiento del agua asociada a la producción de petróleo

2.3.2.1 Prácticas para remover sal y otras materias inorgánicas

La sal es un parámetro clave que determina el manejo del agua en superficie. Si el agua asociada a la producción de petróleo se inyecta bajo tierra para aumentar la recuperación o eliminación, el contenido de sal no representa gran problema. Sin embargo, en la reutilización y el vertimiento en superficie o a un cuerpo de agua superficial requiere que el contenido de sal sea lo suficientemente bajo para evitar problemas ambientales.

2.3.2.1.1 Procesos de membrana

Los procesos de membrana son los métodos de tratamiento más utilizados para eliminar la sal del agua producida. Dentro de éstos se tienen:

- ❖ **Filtración:** El proceso de filtración consiste en pasar líquidos a través de una membrana que tiene un tamaño de poro mínimo. Las partículas suspendidas y sólidos disueltos que son más grandes que el tamaño de los poros de la membrana, son bloqueados por ésta, mientras que el agua y las partículas más pequeñas pasan a través de la membrana. Los procesos de filtración se dividen por rangos de tamaño de poro. Las diversas categorías, de mayor a menor tamaño de poro, son: la microfiltración, ultrafiltración, nanofiltración y ósmosis inversa, (IOGCC and ALL 2006¹⁴), (Cartwright 2006¹⁵). La tabla 7 representa un resumen de las categorías de filtración a partir de las tres referencias mencionadas anteriormente.

¹⁴ IOGCC and ALL, 2006, "A Guide to Practical Management of Produced Water from Onshore Oil and Gas Operations in the United States," prepared for U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, by the Interstate Oil and Gas Compact Commission and ALL Consulting, Oct.

¹⁵ Cartwright, P.S., 2006, "Water Recovery and Reuse - A Technical Perspective," presented at the 2nd Annual Desalination Workshop, Texas A&M University, College Station, TX, August 6-8.

Tabla 7. Procesos de filtración.

Parámetro	Microfiltración	Ultrafiltración	Nanofiltración	Ósmosis Inversa
Tamaño de poro	0,01 - 1,0 μm	0,001 - 0,01 μm	0,0001 - 0,001 μm	< 0,0001 μm
Peso molecular de corte	> 100000	1000 - 300000	300 - 1000	100 - 300
Presión de operación	< 30 psi	20 - 100 psi	50 - 300 psi	225 - 1000 psi
Materiales de la membrana	Cerámica, polipropileno, polisulfona, fluoruro de polivinilideno	Cerámica, polisulfona, fluoruro de polivinilideno, acetato de celulosa, compuesto de película delgada	Acetato de celulosa, compuesto de película delgada	Acetato de celulosa, compuesto de película delgada, polisulfonatos, polisulfona
Configuración de la membrana	Tubular, fibra hueca	Tubular, fibra hueca, espiral, placa y marco	Tubular, espiral, placa y marco	Tubular, espiral, placa y marco
Tipo de material que remueve	Arcilla, bacterias, virus, sólidos suspendidos	Proteínas, almidón, virus, coloides, sílice, orgánicos, colorantes, grasas, sólidos en la pintura	Almidón, azúcar, pesticidas, Herbicidas, aniones divalentes, orgánicos, BOD, COD, detergentes	Cationes metálicos, ácidos, azúcar, sales acuosas, aminoácidos, sales monovalentes, BOD, COD

Tomado y modificado de: IOGCC and ALL (2006), Cartwright (2006).

Como el tamaño de poro de la membrana disminuye, la energía necesaria para impulsar la solución de agua a través de la membrana aumenta. Además, la membrana tiende a fallar a medida que disminuye el tamaño de los poros. Por lo tanto, la filtración con frecuencia se realiza en etapas. Es necesario un tratamiento previo que elimine los grandes componentes antes de que lleguen a las membranas de filtración. La etapa de pre-tratamiento puede incluir muchos tipos de procesos.

Ésto depende de los diferentes materiales que contenga el agua asociada a la producción de petróleo. Si la ósmosis inversa es requerida en la etapa de

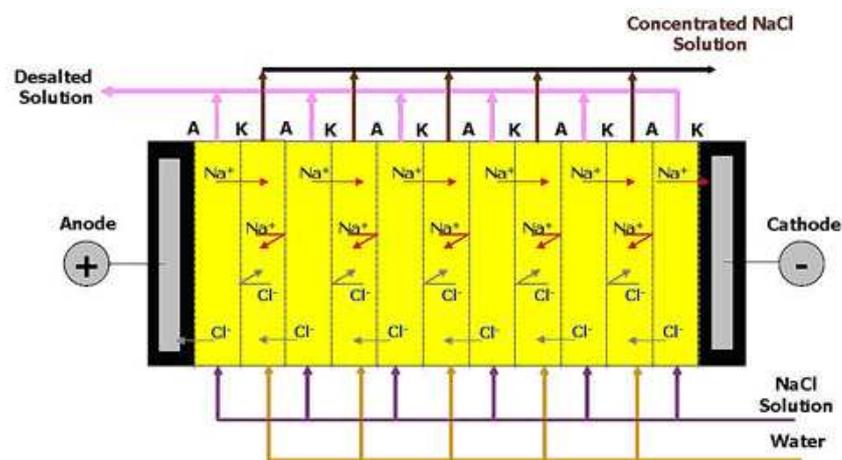
tratamiento final para la eliminación de la sal o los metales, el módulo de tratamiento previo puede incluir la microfiltración o ultrafiltración.

❖ **Electrodiálisis:** Mediante este procedimiento, el agua es introducida en una celda donde se colocan de forma alternada una serie de membranas semipermeables cationicas y aniónicas, entre dos electrodos, de forma que al aplicar una diferencia de potencial se produce una migración de los iones de la solución salina hacia los electrodos correspondientes, atravesando las membranas alternadas formándose una solución concentrada en uno de los compartimentos, y en el otro compartimiento, agua exenta de sal. (Ver figura 15). En la electrodiálisis, la energía eléctrica consumida es directamente proporcional a la cantidad de sales extraídas del agua, por ejemplo para aguas con 5 g/L de sales totales disueltas, el consumo de energía eléctrica suele estar entre 1 y 2 Kwh/m³. En la electrodiálisis las sales disueltas son las que atraviesan las membranas y no el agua. En cambio en la ósmosis inversa, que puede considerarse como una hiperfiltración, es el agua la que atraviesa las membranas. La electrodiálisis solo elimina las partículas cargadas eléctricamente, mientras que la ósmosis inversa elimina las partículas cargadas y no cargadas.

Un proceso relacionado con este es la inversión de electrodiálisis, la cual opera de manera similar, sin embargo, la polaridad de los electrodos se invierte varias veces por hora, y el flujo es al mismo tiempo intercambiado por lo que el canal de salmuera se convierte en el canal de agua limpia y viceversa. La función de reversión es útil para romper las películas, incrustaciones y otros depósitos, antes de que se pueda dañar la membrana.

La electrodiálisis ofrece menor consumo de energía que la ósmosis inversa, ya que se realiza a bajas presiones (**IOGCC and ALL 2006¹⁴**). En la práctica, la electrodiálisis convencional y la inversión de electrodiálisis puede reducir las concentraciones de sal a menos de 200 mg/L de sólidos disueltos totales antes de la resistencia interna de la solución al flujo de corriente - y por lo tanto, la demanda de energía - aumenta rápidamente (**Hayes, 2004¹⁶**).

Figura 15. Proceso de electrodiálisis.



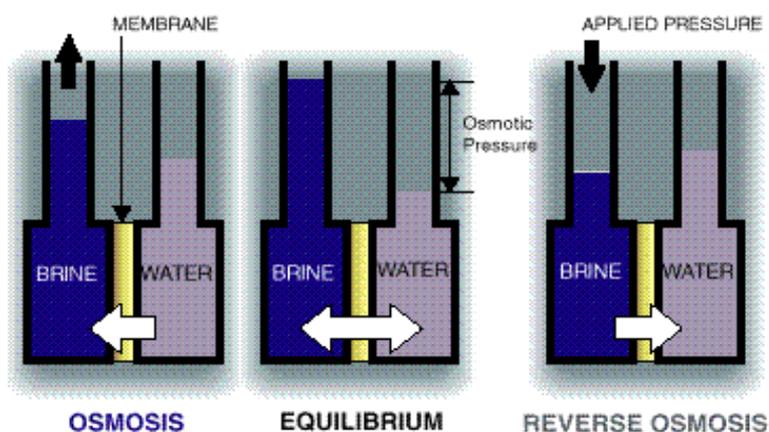
Tomado de: U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory.

❖ **Ósmosis inversa:** El fenómeno de la ósmosis está basado en la búsqueda del equilibrio. Cuando se ponen en contacto dos fluidos con diferentes concentraciones de sólidos disueltos se mezclarán hasta que la concentración sea uniforme. Si estos fluidos están separados por una membrana permeable (la cual permite el paso a través de ella de uno de los fluidos), el fluido que se moverá a través de la membrana será el de menor concentración de tal forma que pasa al fluido de mayor concentración. (Ver figura 16).

¹⁶ Hayes, T., 2004, "The Electrodiolysis Alternative for Produced Water Management," GasTIPS, Summer, pp. 15-20

Al cabo de un tiempo el contenido en agua será mayor en uno de los lados de la membrana. La diferencia de altura entre ambos fluidos se conoce como Presión Osmótica. El sistema de osmosis inversa consiste en láminas delgadas de material que técnicamente no tienen poros. Por el contrario, la membrana permite que las moléculas de agua pasen a través de ella, pero atrapa y retiene otras sustancias en suspensión. El sistema presuriza la solución a tal grado que el agua fluye desde una solución más concentrada, a través de la membrana, hacia una solución más diluida, lo opuesto al flujo natural por ósmosis. La ósmosis inversa, al igual que la nanofiltración, se encuentra normalmente en una distribución enrollada en espiral. Casi siempre, será necesario tratar el agua producida antes de aplicar la ósmosis inversa, para que las partículas no contaminen la membrana y limiten su eficiencia. Las aguas con alto contenido de hierro, cloro y manganeso quizá requieran tratamiento previo. Incluso en condiciones ideales, los sistemas de ósmosis inversa, como los sistemas de nanofiltración, requieren que la membrana se limpie regularmente y se cambie periódicamente.

Figura 16. Sistema de ósmosis y ósmosis inversa.



Tomado de: lenntechh, water treatment solutions.

2.3.2.1.2 Intercambio de iones

Muchas personas están familiarizadas con los ablandadores de agua que eliminan el hierro y el manganeso del agua del grifo. Los ablandadores de agua usan columnas de intercambio iónico llenas de un tipo específico de resina. La resina se carga con iones de sodio al pasar la solución de sal concentrada a través de la columna. Como el agua cargada de hierro y manganeso se mueve a través de la columna, los iones son atraídos a las resinas, que prefieren unirse con el hierro y el manganeso. El sodio es liberado cuando la resina toma al hierro y manganeso. Una vez despojado el hierro y el manganeso, el agua es potable para el suministro de agua en el hogar. Periódicamente, la resina es lavada y regenerada con solución salina fresca.

En el caso del agua asociada a la producción de petróleo, el objetivo es preferiblemente eliminar el sodio. Para este caso, las resinas elegidas se regeneran con los iones de hidrógeno. Como el agua pasa a través de la columna, los iones de sodio se eliminan del agua sustituyendo a los de hidrógeno que están en la resina. El agua tratada contiene más iones de hidrógeno, y por lo tanto su pH descende. Además el intercambio iónico también se utiliza para la eliminación de metales pesados. Las resinas que se emplean son resinas de intercambio catiónico, que se clasifican en fuertemente o débilmente ácidas.

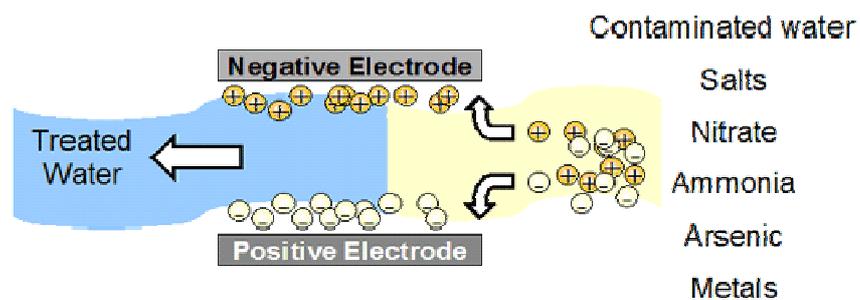
Las resinas fuertemente ácidas presentan las siguientes selectividades (en orden decreciente de preferencia) hacia los diferentes cationes: bario, plomo, calcio, níquel, cadmio, cobre, zinc, magnesio, potasio, amoníaco, sodio e hidrógeno.

2.3.2.1.3 Desionización capacitiva

Esta tecnología elimina la sal y otros productos químicos inorgánicos del agua asociada a la producción de petróleo. La desionización capacitiva se basa en un

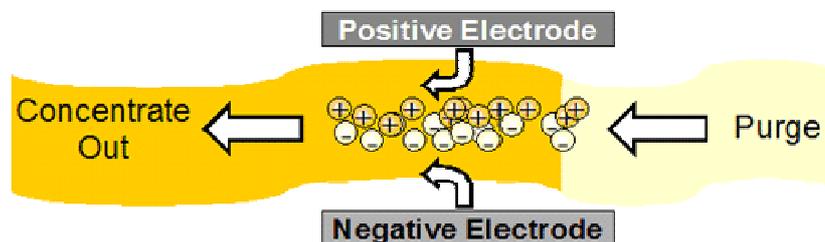
proceso electrostático que opera a bajos voltajes y presiones. El agua es bombeada a través de un conjunto de electrodos donde los iones con carga opuesta son atraídos y concentrados hacia dichos electrodos, mientras que se reduce la concentración de iones en el agua. Al final el agua limpia pasa a través de la unidad. (Ver figura 17). Cuando se alcanza la capacidad de los electrodos, el flujo de agua se detiene y la polaridad de los electrodos se invierte, esto hace que los iones se alejen de los electrodos donde se habían acumulado, luego una solución de salmuera concentrada purga la unidad. (Ver Figura 18).

Figura 17. Proceso de desionización capacitiva.



Tomado de: ENPAR Technologies.

Figura 18. Proceso de regeneración de la desionización capacitiva.



Tomado de: ENPAR Technologies.

La desionización capacitiva ofrece más rendimiento que otras tecnologías de extracción de sal (ósmosis inversa), especialmente cuando el agua asociada a la producción de petróleo no es muy salada o el objetivo del tratamiento no está orientado hacia el logro de una buena calidad del agua potable.

2.3.2.1.4 Destilación térmica

La destilación térmica es un proceso que se ha utilizado durante décadas para desalinizar el agua de mar y volverla agua potable. Históricamente, la destilación térmica no ha sido rentable para el tratamiento de agua asociada a la producción de petróleo. Actualmente se ha desarrollado una nueva versión de la destilación térmica y se ha introducido recientemente para el tratamiento de agua asociada a la producción de petróleo. La tecnología **AltelaRain** se basa en las transferencias de calor internas y reutilización del calor latente de condensación. Dado que la tecnología recupera la energía utilizada previamente para evaporar el agua, los costos de la energía caen aproximadamente un 25% de los procesos de destilación/evaporación comunes (**Godshall 2006¹⁷, Bruff 2006¹⁸**).

2.3.2.2 Practicas para remover petróleo, grasas y otras materias orgánicas

Existen varias tecnologías de separación física que separan el petróleo, grasas y otros compuestos orgánicos del agua asociada a la producción de petróleo. Estas tecnologías incluyen los hidrociclones, filtros, centrífugas y separadores de avanzada.

¹⁷ Godshall, N.A., 2006, "AltelaRainTM - State of the Art Produced Water Treatment Technology," presented at the 13th International Petroleum Environmental Conference, San Antonio, TX, Oct. 17-20.

¹⁸ Bruff, M.J., 2006, "An Exciting New Produced Water Concentrator Technology for Tail and Brine Waters: AltelaRainTM," presented at the 13th International Petroleum Environmental Conference, San Antonio, TX, Oct. 17-20.

Estos son desplegados principalmente en las instalaciones de producción costa afuera donde el agua es tratada antes de la descarga en el océano.

En tierra firme (on shore), por regla general, implica algún tipo de separador de petróleo / agua. En alta mar (off shore), el petróleo es separado del agua en pilas desnatadoras para remover las gotas de petróleo superior a 100 micras de diámetro, aquí es necesario emplear más pasos de separación física para eliminar cualquier resto de aceite libre y algunos hidrocarburos dispersos. La tabla 8 Proporciona un cuadro muy útil para la selección de los equipos de tratamiento basado en el tamaño de las partículas que deben ser eliminados.

Tabla 8. Tecnologías basadas para remover partículas de diferentes tamaños.

Tecnología	Capacidad para remover partículas por tamaño.(unidad en micrones)
Separador de gravedad API	150
Separador de placas corrugadas	40
Flotación de gas inducido sin adición de productos químicos	25
Flotación de gas inducido con adición de productos químicos	3 a 5
Hidrociclón	10 a 15
Coalescedor de malla	5
Filtro de multi-media	5
Centrífuga	2
Filtro de membrana	0,01

Tomado y modificado de: Frankiewicz (2001)

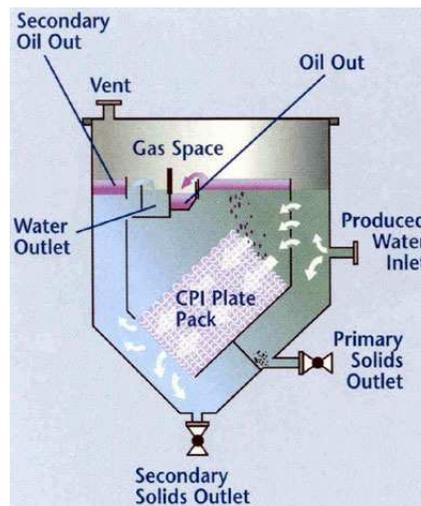
2.3.2.2.1 Separación física

- ❖ **Hidrociclones:** Los hidrociclones se han utilizado para el tratamiento de agua asociada a la producción de petróleo en superficie por varias décadas. Los hidrociclones, que no contienen partes móviles, aplican una fuerza centrífuga para separar sustancias que tienen diferentes densidades, estos pueden

separar líquidos de sólidos o líquidos de otros líquidos. El hidrociclón de tipo líquido / líquido se utiliza para el tratamiento de agua asociada a la producción de petróleo donde el agua es bombeada tangencialmente en la parte cónica del hidrociclón, el agua como es de mayor densidad gira hacia el exterior del hidrociclón y se mueve hacia la parte inferior de la salida. (Ver figura 6). El petróleo que es menos denso se queda en el centro del hidrociclón antes de ser llevado hacia la salida superior.

- ❖ **Separadores de avanzada:** Los separadores de avanzada se basan en la diferencia de densidad entre las gotas de petróleo y el agua de producción. La separación del petróleo depende del diámetro de la gota y la viscosidad del fluido (Ley de Stokes). Las gotas de menor diámetro se separan más lentamente. Si no se proporciona suficiente tiempo de retención, las gotas de aceite no alcanzaran a separarse y el agua saldrá del separador con cierta cantidad de aceite. Un ejemplo de un separador de avanzada es el separador de placas corrugadas. (Ver figura 19).

Figura 19. Separador de placas corrugadas.



Tomado de: Natco.

- ❖ **Centrifugas:** Tanto los hidrociclones como las centrifugas separan el petróleo del agua utilizando la fuerza centrífuga. Sin embargo, las centrifugas utilizan un recipiente que gira rápidamente y genera fuerzas mucho más fuertes que los hidrociclones. Por lo tanto, las centrífugas son capaces de quitar las gotas de petróleo con diámetros más pequeños. En el proceso de separación del agua asociada a la producción de petróleo, el eje de giro es vertical. Estas se utilizan a menudo para ayudar a lograr el cumplimiento estricto de las normas de vertimiento del agua.

2.3.2.2 Flotación

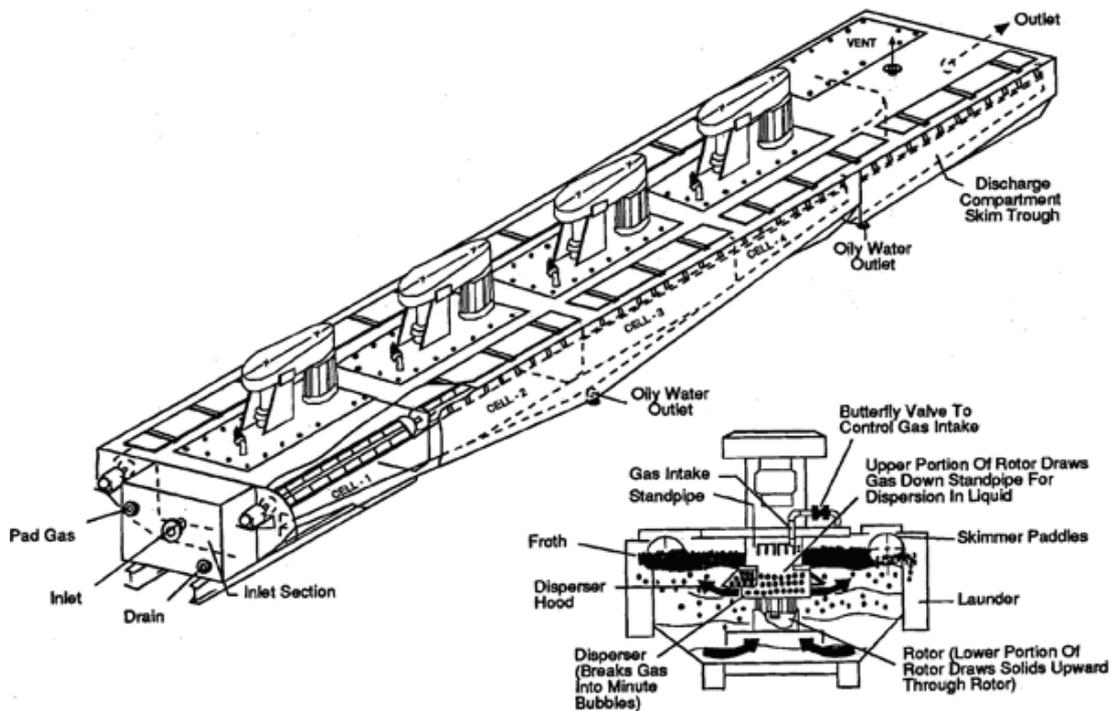
Las tecnologías de flotación introducen burbujas de aire u otro gas en el fondo de un tanque sellado. Las burbujas elevan las gotas de petróleo y partículas sólidas a la superficie donde pueden ser retirados.

La tecnología de flotación de gas se subdivide en flotación de gas disuelto (**DGF** por sus siglas en ingles) y la flotación de gas inducida (**IGF** por sus siglas en ingles). Las dos tecnologías difieren según el método utilizado para generar las burbujas de gas y los tamaños de las burbujas resultantes. En las unidades de **DGF** el gas utilizado por lo general es el aire, el cual se introduce en la cámara de flotación, que se llena con una solución totalmente saturada. Dentro de la cámara, el gas es liberado por la aplicación de un vacío o mediante la creación de una caída de presión rápida. La tecnología **IGF** utiliza el corte mecánico o hélices para crear burbujas que se introducen en la parte inferior de la cámara de flotación. (Ver figura 20). La tecnología **DGF** crea unidades más pequeñas de burbujas de gas que los sistemas de **IGF**, sin embargo, se requiere más espacio que los sistemas de **IGF**, más operación y mantenimiento.

Muchos sistemas **IGF** utilizan varias celdas en serie para mejorar las características hidráulicas y mejorar la remoción de petróleo y de sólidos. Los

productos químicos se añaden a menudo para ayudar en el proceso de flotación, además ayudan a romper las emulsiones y mejorar otros aspectos.

Figura 20. Esquema de unidad de gas inducido.



Tomado de: EPA Development Document.

2.3.2.2.3 Coalescencia

Según la Ley de Stokes, la velocidad de separación del petróleo depende del diámetro de la gota y la viscosidad del fluido. Las gotas de menor diámetro se separaran más lentamente. Una manera de aumentar la velocidad de separación es aumentando el diámetro de gotas.

Los coalescedores proporcionan superficies en las que las gotas de aceite pueden reunirse y fusionarse. La mayoría de coalescedores usan fibra de vidrio, poliéster,

metal y teflón como medio coalescedor, los cuales son puestos en una malla. Los medios coalescedores más finos son capaces de captar y hacer coalescer gotas más pequeñas. Sin embargo, la malla más estrecha se vuelve más vulnerable a ensuciarse con los sólidos. Por esta razón cuando se tiene este problema es necesario emplear filtros que remuevan estos sólidos antes de emplearse el proceso de coalescencia.

2.3.2.2.4 Extracción por solventes

Las tecnologías mencionadas anteriormente son capaces de eliminar la mayor parte del petróleo disuelto y disperso, pero por lo general tienen dificultades para eliminar el aceite disuelto y materia orgánica. La extracción por solventes es una tecnología que ha removido con éxito el petróleo disuelto y fracciones orgánicas.

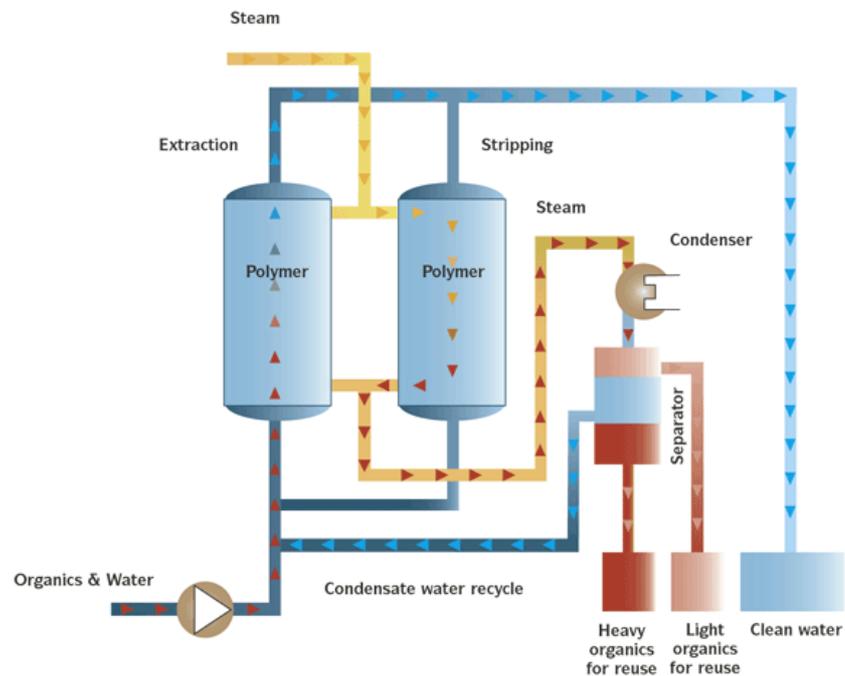
(Meijer and Kuijvenhoven 2002¹⁹) describe el proceso de extracción del polímero poroso macro **MPPE** (por sus siglas en inglés). Esta es una tecnología de extracción de líquidos que elimina los compuestos orgánicos disueltos en el agua producida asociada a la producción de petróleo o marina. El agua contaminada con hidrocarburos se pasa por una columna rellena de partículas porosas de polímero, que contienen un líquido de extracción patentado que remueve fácilmente el petróleo disuelto y los compuestos orgánicos del agua. Debido a su elevada afinidad por el líquido de extracción, los hidrocarburos son removidos. El agua purificada puede ser reutilizada o vertida. La regeneración periódica in situ hace uso de la baja presión de vapor para despojar a los hidrocarburos del líquido de extracción. Los hidrocarburos despojados son condensados y luego separados de la fase de agua por gravedad.

¹⁹ Meijer, D.T., and C.A.T. Kuijvenhoven, 2002, "Field-Proven Removal of Dissolved Hydrocarbons from Offshore Produced Water by the Macro Porous Polymer-Extraction Technology," presented at the 12th Produced Water Seminar, Houston, TX, Jan. 16-18.

El resultado es casi del 100% de una fase pura de hidrocarburos, la cual es recuperada y preparada para su posterior uso, reutilización o disposición. Mientras tanto, la fase acuosa condensada se recicla dentro del sistema.

Un ciclo típico del proceso **MPPE** es de una hora de la extracción y una hora de la regeneración. Dentro de los hidrocarburos removidos por este proceso se encuentran: los hidrocarburos alifáticos y aromáticos, hidrocarburos halogenados e hidrocarburos aromáticos poli cíclicos.

Figura 21. Proceso MPPE



Tomado de: VWS MPP Systems B.V.

2.3.2.2.5 Adsorción

La adsorción es un proceso donde un sólido se utiliza para quitar una sustancia soluble del agua. Las tecnologías de adsorción pueden eliminar efectivamente la

mayoría de materiales orgánicos del agua asociada a la producción de petróleo. La adsorción es generalmente utilizada como un pulido o refinado, en lugar de una fase de tratamiento primaria o secundaria. Esto evita que el medio adsorbente se cargue rápidamente, el cual se llena a un ritmo proporcional a la concentración de compuestos orgánicos en el agua. Una vez que el medio adsorbente se carga, debe ser regenerado o eliminado. Generalmente se utilizan tres tipos de materiales adsorbentes los cuales son la arcilla orgánica, el carbón activado y la zeolita.

❖ **Arcilla orgánica:** la arcilla orgánica es fabricada de la modificación de la bentonita con aminas cuaternarias. La Mezclas de arcilla orgánica son eficaces para atraer y adsorber una amplia gama de hidrocarburos. Pueden ser diseñados para atraer y adsorber más de su propio peso en compuestos orgánicos (**Ali et al. 1999**²⁰, **Occhipinti, et al. 2007**²¹). Algunas de las ventajas de la tecnología de adsorción con arcilla orgánica son:

- No requiere de productos químicos.
- El rendimiento no se ve afectado por el tamaño de la gota de petróleo.
- No requiere una fuente de alimentación.
- Aumenta las tasas de recuperación de petróleo y asegura una máxima productividad.
- Elimina los hidrocarburos totales de petróleo (**TPH** por sus siglas en inglés) y otros componentes solubles.
- No se ve afectada por las mareas.

²⁰ Ali, S.A., L.R. Henry, J.W. Darlington, and J. Occapinti, 1999, "Novel Filtration Process Removes Dissolved Organics from Produced Water and Meets Federal Oil and Grease Guidelines, 9th Produced Water Seminar, Houston, TX, January 21-22.

²¹ Occhipinti, J., J. Hugonin, T. Power, and J. Darlington, 2007, "Produced Water Polishing Promotes Compliance During Conventional System Upsets," presented at the 14th International Petroleum Environmental Conference, Houston, TX, November 5-9.

Dependiendo de las normas de vertimiento, se utilizan distintos niveles de tratamiento de arcilla orgánica. El costo del tratamiento es algo proporcional a la cantidad de hidrocarburos. Una vez que los cartuchos de arcilla orgánica se carguen completamente, deben ser eliminados. En la actualidad, los métodos rentables para el reciclado o la reutilización de los cartuchos no están disponibles.

❖ **Carbón activado:** El carbón activado se ha utilizado durante décadas en las operaciones de tratamiento de aguas residuales. Con el carbón activado se eliminan muchos productos químicos orgánicos, en parte debido a su gran área interna de superficie (entre 500 - 1500 m²/g). Esta superficie interna grande hace que el carbón tenga una adsorción ideal. El carbón activado viene en dos variaciones: Carbón activado en polvo (**PAC**) y carbón activado granular (**GAC**). La versión de **GAC** se utiliza sobre todo en el tratamiento de aguas, puede fijar las siguientes sustancias solubles por adsorción:

- **Adsorción de sustancias no polares como:** Aceite mineral, BTEX, Poli-hidrocarburos aromáticos (PACs), (Cloruro) Fenol.
- **Adsorción de sustancias halogenadas:** I, Br, Cl, H y F.

El carbón activado es normalmente empleado en los grandes buques presurizados. En comparación con la arcilla orgánica, este no se adsorbe como materia orgánica por unidad de volumen. Esto significa que un mayor volumen y peso de carbón activado son necesarios para eliminar la misma cantidad de materiales orgánicos. Debido al espacio y peso el carbón activado, no se utiliza ampliamente en instalaciones costa afuera. A diferencia de la arcilla orgánica, el carbón activado puede ser regenerado y utilizado de nuevo, aunque el material regenerado no puede tener la misma capacidad de adsorción que el carbón activado fresco. La arcilla orgánica y el carbón activado se utilizan a veces en secuencia.

❖ **Zeolita:** La zeolita es un mineral natural compuesto principalmente de clinoptilolita. Su estructura la hace que tenga una alta afinidad por la adsorción. La superficie externa de la zeolita puede ser tratada con surfactantes para mejorar su atractivo por los compuestos orgánicos. los investigadores de varias instituciones han colaborado para estudiar la eficacia de la zeolita modificada con surfactantes (**SMZ**) para la eliminación de los **BTEX** (Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno) del agua asociada a la producción de petróleo (**Ranck et al. 2002**²², **Katz et al. 2005**²³, **Sullivan et al. 2006**²⁴).

Ellos llegaron a la conclusión de que la **SMZ** era capaz de eliminar los **BTEX** del agua asociada. Por otra parte, la **SMZ** era susceptible de numerosos ciclos de regeneración, sin pérdida de la capacidad de eliminación de **BTEX**.

²² Ranck, J.M., J.L. Weeber, G. Tan, E.J. Sullivan, L.E. Katz, and R.S. Bowman, 2002, "Removal of BTEX from Produced Waters Using Surfactant Modified Zeolite," presented at the 9th International Petroleum Environmental Conference, Albuquerque, NM, October 22-25.

²³ Katz, L.E., and K.A. Kinney, 2005, "Treatment of Produced Water Using a Surfactant Modified Zeolite/Vapor Phase Bioreactor System," presented at the Fall 2005 PERF Meeting, Annapolis, MD, November 1-4.

²⁴ Sullivan, E.J., L. Katz, K. Kinney, S. Kwon, L.-J. Chen, E. Darby, R. Bowman, and C. Altare, 2006, "Pilot Scale Test of A Produced Water Treatment System for Organic Compounds," presented at the 13th International Petroleum Environmental Conference, San Antonio, TX, October 17-20.

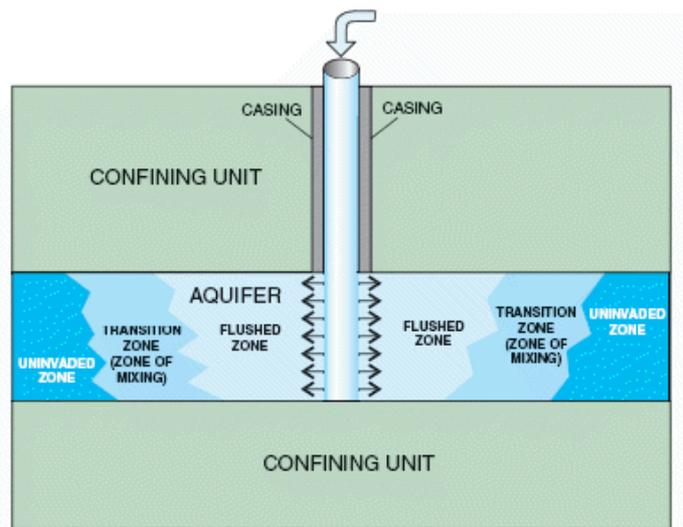
3 OPCIONES NO CONVENCIONALES DE MANEJO DE AGUAS ASOCIADAS A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

3.1 Inyección de agua para uso futuro

3.1.1 Acuífero para almacenamiento y recuperación

Algunos tipos de agua asociada a la producción de petróleo y gas son relativamente limpias y se puede utilizar directamente con poco o ningún tratamiento. Esto es particularmente cierto para el agua que se produce de algunos yacimientos de metano en capas de carbón (**CBM**). En estos yacimientos el agua puede ser utilizada inmediatamente para su uso benéfico o puede ser inyectado en un acuífero donde se puede recuperar posteriormente. (Ver figura 22). Este proceso se conoce como acuífero para almacenamiento y recuperación (**ASR** por sus siglas en inglés).

Figura 22. Pozo de inyección para uso futuro.



Tomado de: U.S. Geological Survey.

3.2 Inyección con propósitos hidrológicos

Otra forma de reutilización del agua asociada a la producción de petróleo es como un fluido que pueda ser utilizado para ocupar espacio, para resistir la tierra o para el movimiento de líquidos (es decir, a los efectos hidrológicos). Varias formas de reutilización hidrológica del agua asociada a la producción de petróleo se discuten a continuación. La inyección de agua para la recuperación mejorada de petróleo es un ejemplo importante de un uso hidrológico del agua para empujar el petróleo hacia un pozo de producción. Sin embargo, debido a su uso generalizado, se discutió anteriormente.

Los otros posibles usos hidrológicos del agua asociada a la producción de petróleo son:

- Control de hundimiento o subsidencia de la superficie de la tierra a raíz del retiro de gran cantidad de agua subterránea, petróleo y gas.
- El bloqueo de intrusiones de agua salada en los acuíferos presentes en ambientes costeros.
- El aumento del agua subterránea regional o arroyos locales.

3.2.1 Control de subsidencia

Los pozos de control de subsidencia o hundimiento son aquellos pozos de inyección diseñados para reducir o reparar la pérdida de fluidos llevados a la superficie terrestre debido a la extracción del agua subterránea, el petróleo o el gas. En su estado natural (en la formación geológica), estos fluidos proporcionan apoyo físico a la tierra y las capas de roca por encima de ellos. Cuando se extraen grandes cantidades de líquidos, las formaciones superiores pueden comprimir o colapsar. El hundimiento de la superficie puede causar daños a los cimientos de edificios, carreteras, ferrocarriles, pozos de agua, y oleoductos. El control de

subsistencia de la tierra se logra mediante la inyección de agua en una capa subterráneo para mantener la presión del líquido y evitar la compactación.

Uno de los ejemplos más claros de hundimiento como consecuencia de la extracción de petróleo y gas se ve en el campo petrolero de Wilmington, en Long Beach, California (Ver capítulo 4).

3.2.2 Intrusiones de agua salada

En algunas regiones costeras, los acuíferos de agua dulce están conectados hidráulicamente a los cuerpos de agua salada, incluidos los estuarios y océanos. Cuando se bombea a un ritmo modesto, la hidrología natural permite que la interfase de agua salada/agua dulce permanezca en o cerca de la costa, permitiendo que los pozos en tierra produzcan agua dulce. Sin embargo, con el aumento de las poblaciones costeras, y la demanda de agua dulce, esta podrá ser retirada de estos acuíferos. Con estos cambios del equilibrio hidrológico se produce que la interfase agua salada/agua dulce se desplace hacia el interior e impacte los pozos que están en tierra firme.

Algunas comunidades costeras han intentado controlar la intrusión de agua salada mediante la inyección de agua de baja calidad o de un acuífero contaminado, con la intención de no retirar el agua inyectada. El agua inyectada produce entonces una barrera hidráulica que impide físicamente la intrusión del agua de mar (**EPA, 1999b**²⁵). La barrera hidráulica es creada para levantar la cabeza hidráulica del acuífero de agua dulce y prevenir el movimiento de agua salada hacia el interior.

²⁵ EPA, 1999b, "The Class V Underground Injection Control Study, Volume 23, Subsidence Control Wells," EPA/816-R-99-014w, U.S. Environmental Protection Agency, Sept. Available at.

3.2.3 Incremento de flujo

Aunque no es una actividad de inyección, el incremento de flujo de agua se discute brevemente aquí. Muchas regiones productoras de petróleo y gas se encuentran en zonas áridas o semiáridas. Aquí los recursos de agua dulce a menudo son escasos, y las personas compiten por los recursos disponibles. Los ríos y quebradas pueden secarse por temporadas. El agua asociada a la producción de petróleo puede ser usada para aumentar los flujos de corriente. Donde los vertimientos de agua son permitidos y el tratamiento de agua asociada al petróleo reúne las leyes de vertimiento aplicable, podrá verterse directamente a la superficie de los cuerpos de agua.

El agua asociada a la producción de petróleo también puede ser inyectada en formaciones que exhiben interconexión hidrológica con los cuerpos de agua superficiales. Cuando el agua asociada a la producción de petróleo se utiliza para el incremento del flujo, la calidad de esta debe ser controlada para evitar el deterioro de la calidad de las aguas superficiales, siguiendo así con los criterios adoptados por el Estado de acogida. Por otra parte, la cantidad de agua añadida no debe aumentar la erosión excesiva o daños a los canales de flujo.

3.3 Uso agrícola

Tal vez el factor más importante para la utilización del agua asociada a la producción de petróleo en la agricultura incluye el contenido de sal en el agua. La mayoría de los cultivos no toleran la sal, y el riego constante con el agua salada puede dañar las propiedades del suelo. Además, si el agua es bebida por el ganado con demasiada sal, pueden desarrollar trastornos digestivos.

Sin embargo, no toda el agua asociada a la producción de petróleo es igual de salada. Sin embargo, además del contenido de sal, la proporción relativa de sodio y otros iones son importantes porque el excesivo sodio es perjudicial para los

suelos. Los científicos que trabajan en el estudio de los suelos utilizan el término "relación de adsorción de sodio (**SAR**) por sus siglas en inglés, para caracterizar las proporciones iónicas. La **SAR** se define como el peso de los miliequivalentes de sodio dividido por la raíz cuadrada de la suma de los pesos de los miliequivalentes de calcio y magnesio, dividido por 2, la ecuación es la siguiente:

$$SAR = \frac{Na^{+1}}{[(Ca^{+2} + Mg^{+2})/2]^{0.5}} \quad (1)$$

Cuando las aguas producidas están destinadas a uso agrícola, la relación costo-beneficio y costo-efectividad del tratamiento para eliminar la salinidad y la mejora de la **SAR** se convierten en consideraciones importantes.

3.3.1 Agua asociada a la producción de petróleo utilizada para riego

La calidad del agua para riego está determinada por la concentración y composición de los constituyentes en disolución. La calidad del agua es una consideración importante para la investigación de las condiciones de salinidad o contenido de sodio intercambiable en cualquier zona de riego. El riego es un factor importantísimo de salinización del suelo, cuando no es manejado correctamente. Existen numerosos ejemplos de ricas regiones agrícolas que como consecuencia de un riego inadecuado, se han salinizado, haciéndose improductivas. Todas las aguas de riego tienen un contenido mayor o menor de sales solubles. La tabla 9, muestra la calidad de agua para riego según **SCOFIELD, WILCOX AND MAGISTRAL**.

Generalmente durante el riego de cultivos se deben tener en cuenta tres parámetros críticos que son:

- **Salinidad:** Cuando se riega con aguas de alta salinidad se requiere una mayor cantidad de agua para lixiviar sus sales acumuladas, aumentando el riesgo de un nivel freático alto y hacen prácticamente imposible mantener por largo plazo la agricultura con riego, sin un adecuado sistema de drenaje

Tabla 9. Calidad de agua para riego según SCOFIELD, WILCOX Y MAGISTRAL.

	Clase 1	Clase 2	Clase 3	Clase 4	Clase 5
Constituyente	Excelente	Buena	Permisible	Dudosa	Inadecuada
SDT (mg/L)	< 175	175 – 525	525 – 1400	1400 – 2100	> 2100
CLORUROS (mg/L)	< 150	150 – 250	250 – 430	430 – 710	> 710
BORO (mg/L)	< 0.5	0.5 – 1.0	1.0 – 2.0	2.0 – 2.5	> 2.5
Na (%)	< 20	20 – 40	40 – 60	60 – 80	> 80
CONDUCTIVIDAD (µmho/cm)	< 250	250 – 750	750 – 2000	2000 – 3000	> 3000
SULFATOS (mg/L)	< 190	190 – 340	340 – 580	580 – 960	> 960

Tomado y modificado de: ROJAS, J. “Fundamentos de calidad de agua”. Programa de Ingeniería de Petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. 2007.

- **Contenido de sodio:** Contenidos relativamente altos de Sodio, o bajos de Calcio en el suelo y agua reducen la velocidad con que el agua de riego atraviesa la superficie del suelo (*Infiltración de Agua*). Esta reducción puede alcanzar tal magnitud que las raíces de los cultivos no reciben suficiente agua entre los riegos. Los problemas de infiltración ocasionados por la mala calidad del agua ocurren por lo general en los primeros centímetros del suelo y están ligados con la estabilidad estructural del suelo y con el contenido de Sodio en relación al Calcio. Los suelos sódicos cuando están húmedos, se vuelven pegajosos, y cuando se seca, forman una costra casi impermeable. Los factores de calidad del agua que suelen influir en la infiltración son el contenido total de sales (*Salinidad*) y el contenido de Sodio en relación a los contenidos de Calcio y Magnesio. Una baja salinidad aumenta la velocidad de infiltración, mientras que una alta

salinidad o una proporción alta de sodio sobre el calcio la disminuye. Cuando los cultivos son regados con aguas de alto contenido de Sodio, este elemento se acumula en los primeros centímetros de profundidad. Consecuentemente los agregados de esta capa superficial se dispersan en partículas mucho más pequeñas que obturan los poros del suelo.

- **Toxicidad:** Los problemas de Toxicidad surgen cuando ciertos elementos (*iones*) del suelo o del agua, son absorbidos por las plantas y acumulados en sus tejidos, en concentraciones lo suficientemente altas como para provocar daños y reducir sus rendimientos. Los iones de mayor importancia son el cloro (Cl⁻), el Sodio (Na⁺) y el Boro (B). La toxicidad puede ocurrir aun cuando estos iones se encuentren en concentraciones bastantes bajas. Sin embargo los problemas de toxicidad a menudo complican y complementan los problemas de *salinidad y de infiltración*. Los daños a las plantas ocurren cuando los iones tóxicos son absorbidos en cantidades significativas junto con el agua tomada por las raíces. Una vez absorbidos los iones son transportados a las hojas en donde se acumulan durante el proceso de transpiración. La magnitud de los daños depende del tiempo, concentración, tolerancia del cultivo y volumen de agua transpirada. Los síntomas de toxicidad, también pueden manifestarse cuando los iones tóxicos son absorbidos por las hojas que se mojan durante la aplicación de agua por aspersión. El Sodio (Na⁺) y el Cloro (Cl⁻) son los iones que principalmente absorben las hojas.
- **Otros problemas:** Existen otros problemas relacionados con la calidad del agua de riego, tales como el excesivo crecimiento vegetativo, el retraso en la maduración de los cultivos y su tendencia a encamarse, provocados por alta concentración de Nitrógeno en el agua de riego; las manchas en las hojas y frutos, provocadas por depósitos de sales aplicadas en el agua de operación con alto contenido de bicarbonato, yeso o hierro e irregularidades

frecuentemente asociadas con aguas de pH anómalo. La presencia de sedimentos minerales y sustancias orgánicas en suspensión, puede causar serios problemas en los sistemas de riego, tales como obstrucción de compuertas, obstrucción de aspersores y emisores de goteo y daños a los equipos bombeo. Los sedimentos llenan los canales haciendo necesario mantenimiento y costosas limpiezas.

3.3.2 Agua asociada a la producción de petróleo utilizada para ganado

El ganado puede tolerar una amplia gama de contaminantes en el agua (**Ayers and Westcot 1994²⁶**). En general, a menudo pueden tolerar niveles elevados de sólidos totales disueltos (TDS). En ciertas concentraciones, los animales empiezan a mostrar algún tipo de impedimento. El agua con un nivel de TDS menor de 1.000 ppm se considera como una fuente de agua excelente. Aguas con niveles de TDS de 1.000 hasta 7.000 ppm se pueden utilizar para el ganado, pero pueden causar diarrea. Algunos proyectos en CBM en Ranch land Estados Unidos han creado embalses provistos del aguas asociadas y que es utilizada como fuente de agua potable para el ganado.

3.3.3 Uso del agua para el riego de la vida silvestre y el habitad

Algunos proyectos en CBM en el área de Rocky mountain (Estados Unidos) han creado embalses que recogen y retienen grandes volúmenes de agua asociadas a la producción petróleo y gas.

²⁶ Ayers, R.S., and D.W. Westcot, 1994, "Water Quality for Agriculture," Irrigation and Drainage Paper, 29 Rev. 1 (Reprinted 1989, 1994).

En algunos casos, estos cuentan con áreas de superficie de al menos varias hectáreas. Los embalses constituyen una fuente de agua potable para la vida silvestre y el hábitat de peces y aves acuáticas en un ambiente árido.

Es importante garantizar que la calidad del agua embalsada no creará problemas de salud para la vida silvestre. Los embalses también pueden ofrecer oportunidades adicionales de recreación como la caza, pesca, navegación y observación de aves. (ALL 2003²⁷) presenta información sobre la localización y construcción de embalses de riego de la vida silvestre.

3.4 Uso Industrial

En zonas donde el recurso de agua es escaso, el agua asociada a la producción de petróleo podría convertirse en un recurso de reemplazo significativo en muchos procesos industriales, siempre que 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 asociada a la producción de petróleo ya está siendo utilizada en diversos procesos industriales.

3.4.1 Uso como agua de refrigeración y generación de energía

El agua asociada a la producción de petróleo se utiliza para el abastecimiento de agua para producir vapor. Se ha reportado al menos un caso llevado a cabo por la compañía chevron texaco.

²⁷ ALL , 2003, "Handbook on Coal Bed Methane Produced Water: Management and Beneficial Use Alternatives," prepared by ALL Consulting for the Ground Water Protection Research Foundation, U.S. Department of Energy, and U.S. Bureau of Land Management, July.

Después del ablandamiento, de alrededor de 360.000 bbl/d de agua asociada a la producción de petróleo de una instalación de Chevron Texaco en el centro de California, esta se envía a una planta de cogeneración donde sirve como fuente de agua de alimentación de calderas (**Brost 2002²⁸**). (Ver figura 23).

Otro uso potencial del agua asociada a la producción de petróleo es el agua de refrigeración. Por ejemplo en estados unidos el Servicio Geológico. (**Hutson et al. 2004²⁹**) y la industria de energía, retiró cerca de 136 mil millones de galones por día (más de 3 mil millones de bbl/d) de agua dulce para la refrigeración de las centrales eléctricas. El agua superficial ya no es suficiente para satisfacer las necesidades de la planta de energía. El agua asociada a la producción de petróleo representa una gran fuente de volumen de agua que podría servir como agua de reposición en una central eléctrica.

Figura 23. Torre de enfriamiento.



Tomado de: J. Veil, Argonne Natl. Lab.

²⁸ Brost, D.F., 2002, "Water Quality Monitoring at the Kern River Field," presented at the 2002 Ground Water Protection Council Produced Water Conference, Colorado Springs, CO, Oct. 16 17.

²⁹ Hutson, S.S., N.L. Barber, J.F. Kenny, K.S. Linsey, D.S. Lumia, and M.A. Maupin, 2004, "Estimated Use of Water in the United States in 2000," U.S. Geological Survey Circular 1268, 46 pp.

3.4.2 *Uso para el control de incendios*

Los incendios a menudo se presentan durante las épocas de sequía en el año y las zonas con estas condiciones son las más vulnerables. En muchos casos, sólo la superficie y los recursos limitados de agua subterránea están disponibles para la extinción de incendios. Aunque la aplicación de grandes volúmenes de agua asociada a la producción de petróleo puede afectar negativamente los suelos, esto es mucho menos devastador que un gran incendio. (ALL 2003²⁷) informa que los bomberos cerca de Durango, Colorado, utilizan los embalses del agua de producción de los CBM como fuentes de agua para llenar aviones cisterna o helicópteros que rocían agua sobre los incendios.

3.4.3 *Uso para control de polvo*

En la mayoría de los campos de petróleo, los caminos son de tierra y se pueden generar considerables cantidades de polvo. Algunos organismos reguladores de petróleo y gas permiten el riego de caminos con agua asociadas a la producción de petróleo para controlar el polvo. Esta práctica está generalmente controlada para que el agua no se aplique más allá de los límites de la carretera.

3.5 *Uso doméstico*

Muchas partes del mundo se caracterizan por un suministro limitado de agua potable. A la luz de la creciente demanda, los costos para el tratamiento de nuevos suministros de agua siguen subiendo. Sin embargo, muchas de estas regiones son zonas de producción de petróleo y gas, produciendo cantidades importantes de agua asociada a la producción de estos. En el pasado, los costos para eliminar la salinidad y otros parámetros para volver el agua potable eran relativamente altos. Sin embargo, en los últimos años, los costos para desarrollar e implementar la tecnología de tratamiento han disminuido. Al mismo tiempo, las comunidades están dispuestas a pagar precios más altos por el agua limpia. Los

costos del tratamiento son similares a los precios del agua. Todo ello ofrece un incentivo fundamental para los muchos desarrolladores de tecnologías de tratamiento de agua que deseen entrar en el mercado.

3.5.1 Desalinización

La tecnología de desalinización se ha utilizado durante décadas en los buques y en las comunidades costeras. Debido a la creciente demanda de agua dulce y la disminución de los suministros, las comunidades están optando más y más por la opción de la desalinización. El agua de mar ofrece una obvia fuente de agua cruda para las zonas costeras. Sin embargo, en las zonas del interior hay que buscar otras fuentes de agua salina. El agua salada subterránea se ha utilizado en algunos casos. En Texas, por ejemplo, se han realizado pruebas piloto utilizando el agua asociada a la producción de petróleo como fuente de agua para usos domésticos. La universidad A & M de Texas estableció un programa para desarrollar un sistema portátil de tratamiento de agua que se puede mover en los campos petroleros para convertir el agua asociada a la producción de petróleo en agua potable. Su objetivo fue aumentar los escasos recursos hídricos en las regiones áridas, mientras que también se proporcionaba a las empresas operadores ganancias económicas en cuanto a la vida productiva de sus pozos (Burnett et al. 2002³⁰; Burnett y Veil, 2004³¹).

³⁰ Burnett, D., W.E. Fox, and G.L. Theodori, 2002, "Overview of Texas A&M's Program for the Beneficial Use of Oil Field Produced Water," presented at the 2002 Ground Water Protection Council Produced Water Conference, Colorado Springs, CO, Oct. 16-17.

³¹ Burnett, D.B., and J.A. Veil, 2004, "Decision and Risk Analysis Study of the Injection of Desalination By-products into Oil-and Gas-Producing Zones," SPE 86526, to be presented at the SPE Formation Damage Conference, Lafayette, LA, Feb. 13-14.

4 EXPERIENCIAS EN CAMPOS MADUROS

En muchas partes del mundo es de gran preocupación encontrar e implementar métodos eficientes para disponer y manejar el agua asociada a la producción de petróleo, existen antecedentes en diferentes campos en los cuales se ha estudiado y posteriormente implementado diferentes métodos. En este capítulo se recopilaron los proyectos más relevantes que se han llevado a cabo a nivel mundial y que han contribuido con el avance y desarrollo de alternativas para el manejo del agua asociada a la producción de petróleo.

4.1 Experiencias convencionales en campos maduros

4.1.1 Separación en fondo de pozo

4.1.1.1 Campo Eldingen (Alemania)

El campo Eldingen está situado al este de Hannover (Alemania), y el sistema de separación en fondo de pozo está en funcionamiento desde 1997. La instalación es la primera prueba con éxito del concepto de separación de fondo de pozo fuera de Norteamérica. Allí se produce petróleo ligero con un alto corte de agua de un yacimiento de arenisca consolidada. El separador de fondo de pozo aumenta la capacidad efectiva de la línea de flujo aumentando así el sistema de producción en Eldingen. El pozo ha aumentado la producción de petróleo en un factor de tres, mientras el agua neta se ha reducido tres veces. En el primer año de operación de re-inyección de agua, la separación de fondo, no causó ningún daño a la permeabilidad de la matriz.

4.1.1.1.1 Descripción del campo

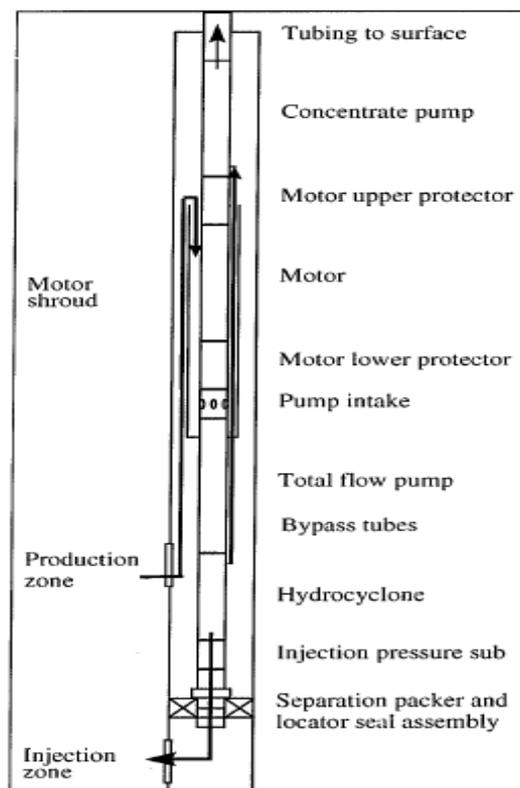
El campo Eldingen, situado al este de Hannover ha estado produciendo desde los años cincuenta de un yacimiento de arenisca lutítica. Originalmente la producción se lleva cabo con la ayuda de bombas eléctricas sumergibles. El pozo 58 de este campo fue seleccionado, ya que ofrece acceso directo a la zona de eliminación, y el pozo no requiere ningún tratamiento adicional, Eldingen-58 produce petróleo liviano de los tres intervalos del yacimiento de arenisca consolidada. La presión de yacimiento es de aproximadamente 72 bar a una profundidad de 1460 m de los perforados. Durante los últimos años, los líquidos se producían con una bomba a una tasa diaria de 80 m³ (46.74 bbl) y con un corte de agua de 97-98%. (45.8 BWPD y 0.94 BOPD).

4.1.1.1.2 Descripción del proceso de separación de fondo de pozo

Para la aplicación del proceso de separación en fondo en el pozo Eldingen-58 se utilizaron equipos comunes de separación y bombeo entre ellos un hidrociclón, dos bombas, un motor en común para las dos bombas, tubos capilares y protectores. La configuración de los equipos y las vías de flujo se muestran en la Figura 24. A raíz de la dirección del flujo, el flujo de petróleo de alto corte de agua ingresa de las perforaciones de producción hacia arriba en la parte superior del motor. La parte inferior de la herramienta está acoplada a la carcasa de la bomba por un sello hidráulico, obligando a todos los líquidos a pasar por encima de la herramienta y a pasar hacia abajo a lo largo del motor y la bomba. Los líquidos que toma la bomba son enviados hacia la parte baja, la bomba ESP es colocada de revés con el cojinete de empuje en la parte superior y la descarga en la parte inferior sobre el hidrociclón el cual separara la mayor parte de agua del aceite. El flujo inferior del hidrociclón produce suficiente agua limpia para la inyección en la zona de eliminación. Para el retorno del crudo y parte del agua se utilizan tres tubos de 20 metros de 3/8" que se sitúan en la parte superior del hidrociclón, por

encima de la bomba y la parte mas baja del motor, estos son del tamaño tal que la erosión y la caída de presión son las mínimas requeridas para que el fluido llegue a la entrada de la bomba superior para luego ser bombeado a superficie con mínimas cantidades de agua. Las dos bombas son activadas por un motor, el cual utiliza un cable plano para el manejo de frecuencias. La bomba de flujo total está diseñada para inyectar agua a una baja sobrepresión. Se supone que la inyectividad en la matriz de la roca puede mantenerse durante largos períodos y que no hay necesidad de fracturar la formación. Los sólidos transportados por el agua separada sería la mayor preocupación de la inyección, sin embargo la producción de arenas es baja, lo cual hace que el proceso sea eficiente.

Figura 24. Configuración del sistema de separación en fondo para Eldingen-58.



Tomado de: P.H.J. Verbeek and R.G. Smeenk and D. Jacobs, "Downhole Separator Produces less water and More Oil, SPE 50617, october 1999.

4.1.1.2 Campo Lacq superior (Francia)

4.1.1.2.1 Descripción del campo

El campo Lacq Superior es un campo maduro que está situado cerca de Pau, en la parte oeste del sur de Francia y está produciendo alrededor de 7990 BWPD y 440 BOPD. Hay treinta pozos de producción, trece de ellos activados con bombeo mecánico y sólo tres activados con bombas eléctricas sumergibles. Este campo produce desde los años sesenta y es uno de los más importantes yacimientos franceses.

El campo produce de un yacimiento de rocas carbonatadas las cuales hacen parte de la formación inferior de Senonien depositada durante el Cretácico superior. Se ha estimado una presión de 6100 kPa y una temperatura de 45 °C.

La proyección del sistema de separación en fondo de pozo, fue limitada a los pozos que ya están equipados con ESP de los cuales se encontró un candidato con un rango de caudal de producción compatible con la capacidad de los hidrociclones. El pozo LA 90 finalmente fue elegido debido a su gran tamaño de casing y el bajo costo de las instalaciones de superficie.

Antes de la conversión a la separación de fondo de pozo, el pozo de prueba estaba produciendo 1.5 m³/d (9.5 bbl/d) de petróleo con un corte de agua alrededor del 98%. El petróleo es pesado y viscoso, con una gravedad específica de 0.983 y una viscosidad en la cara de pozo de 30 cp en condiciones de fondo. La salinidad del agua de producción es de 25 mg/l.

4.1.1.2.2 Descripción del proceso de separación en fondo de pozo

El diseño de este sistema se ilustra en la figura 25, el sistema de separación incluye: centralizador, sensor de presión, motor, protector de motor, bomba centrífuga, hidrociclón, crossover especial de doble vía, subregionales de control de presión (opcional). La instalación del sistema está justo en la parte superior del liner de producción, allí el fluido ingresa por la parte exterior de la herramienta evitando el contacto interno con el motor e ingresa en la entrada de la bomba centrífuga la cual impulsa el fluido hasta un hidrociclón ubicado en la parte superior de esta. El mecanismo centrifugo del hidrociclón hace que el petróleo salga en la parte superior y el agua en la parte inferior, ambos flujos son llevados a superficie en diferentes tuberías como se muestra a continuación.

4.1.1.2.3 Resultados obtenidos

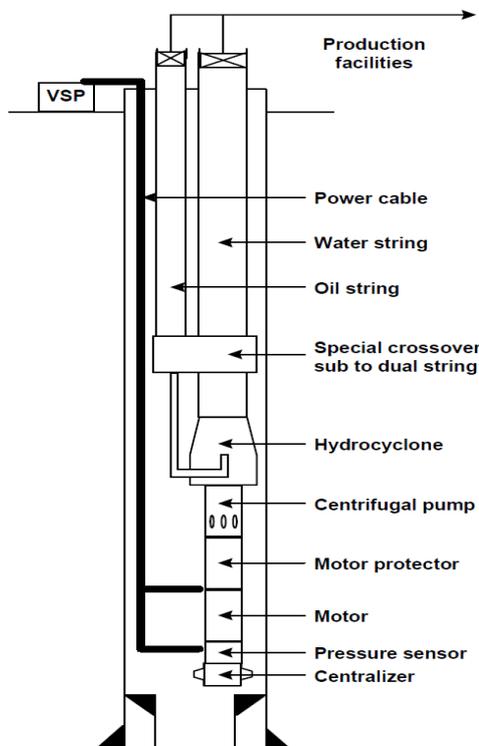
Los resultados preliminares son muy prometedores. El separador se ha desempeñado bien y la relación agua / petróleo puede reducirse a valores que van de algo menos de 1.0 hasta 4.0. La tabla 10 muestra los cambios en la producción para el pozo presentado por el sistema de separación de fondo.

Tabla 10. Producción del pozo LA 90 antes y después de tratamiento de separación en fondo de pozo.

	Antes de separación en fondo de pozo hasta enero del 98.	Después de la separación en fondo de pozo enero del 99.
Equipo en fondo de pozo	ESP	ESP
Producción bruta m3/d	154	257
Petróleo en superficie m3/d	1.5 - 3	4.5 - 5
Agua en superficie m3/d	152.5 - 151	2.5 - 2
Corte de agua en superficie %	99 - 97	55 - 28
Water "injected" m3/d		250

Tomado y modificado de: C. Chapuis, SPE, and Y. Lacourie, and D. Lançois, ELF Exploration Production, " Testing of Down Hole Oil/water Separation System in Lacq Superieur field, france", SPE 54748, june 1999.

Figura 25. Sistema de separación de fondo del pozo LA 90.



Tomado de: C. Chapuis, SPE, and Y. Lacourie, and D. Lançois, ELF Exploration Production, “Testing of Down Hole Oil/water Separation System in Lacq Superieur field, france”,SPE 54748 june 1999.

4.1.2 Agua asociada a la producción de petróleo dispuesta en procesos de evaporación

En el tratamiento de aguas de producción la evaporación es altamente utilizada, sobre todo cuando al agua no se le ha dado una utilización específica en el desarrollo del campo. El uso de evaporadores evita la necesidad de tratar el agua para su vertimiento o disposición al medio ambiente, lo cual implica un ahorro de productos químicos que se traducen en incremento de utilidades para la empresa operadora.

4.1.2.1 Campo Gigante (Colombia)

El campo petrolero Gigante fue descubierto en el año de 1998 por la empresa petrolera Emerald Energy Pic, con la perforación del pozo Gigante 1^a. Actualmente el campo es operado por la empresa petrolera Emerald Energy Pic en asociación con ECOPETROL.

4.1.2.1.1 Descripción del campo

El campo petrolero Gigante se encuentra ubicado en el departamento del Huila en la zona rural del municipio de Gigante, cuenta con un total de 2 pozos que producen un promedio de 1100 BWPD. Las formaciones productoras son Caballos y Tetuán. Inicialmente se perforó el pozo Gigante 1 con una posterior profundización y desvío, por lo cual fue llamado Gigante 1A. El pozo Gigante 1 fue perforado aproximadamente a 13400 pies en 1991, los análisis de aceite y de la roca consideraron que el pozo era no-comercial. En 1998, el pozo Gigante 1 se profundizó y desvió adoptando el nombre de Gigante 1A, el pozo se perforo a unos 15800 pies y de allí resulta en el descubrimiento del campo Gigante. El pozo Gigante 2 se perforó en diciembre de 2008 a una profundidad de 15630 pies.

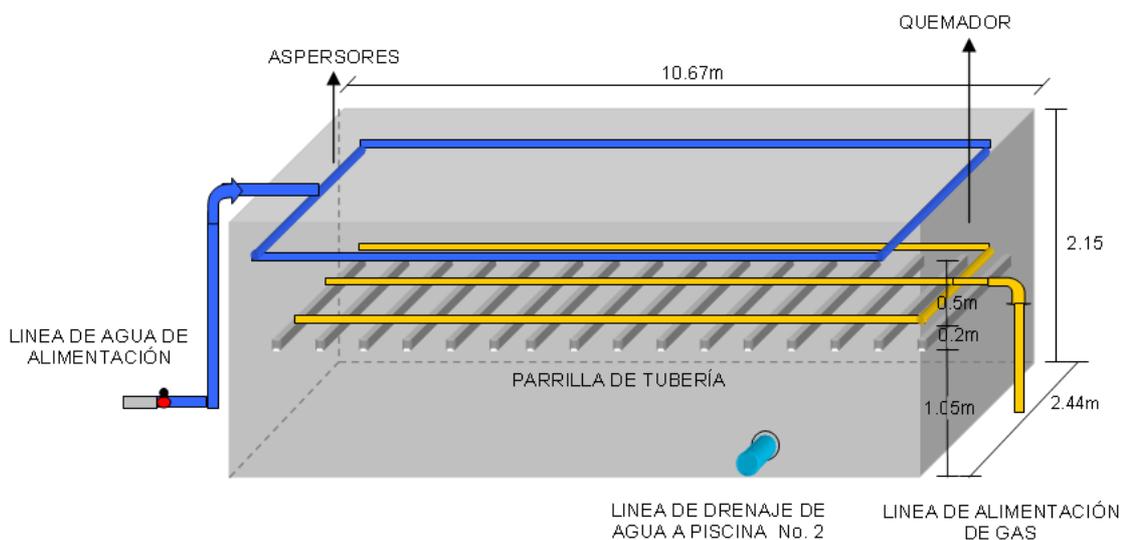
4.1.2.1.2 Descripción del proceso de evaporación

La recolección de las aguas de producción, se realiza por medio de tuberías de acero de 3" de diámetro, las cuales conducen el fluido recolectado al skimmer; el agua recuperada en este sistema es enviada a las piscinas de oxidación por medio de bombas y posteriormente esta agua es llevada a un sistema de evaporadores con el fin de disponer el agua en forma de vapor a la atmósfera.

Actualmente la estación de producción cuenta con dos evaporadores. Son vasijas rectangulares construidas con láminas de lámina negra de ¼", con un largo de

10.67 m, ancho de 2.44 y una profundidad de 2.15 m. (ver figura 26). La capacidad promedio de evaporación de cada evaporador está alrededor de los 14Bbls de agua por hora (336BWPD), y consume cada uno alrededor de 18300 pies cúbicos de gas por hora (439000PCD).

Figura 26. Diagrama general del evaporador.



Tomado de: Emerald Energy Plc, Manual de operaciones de las instalaciones de producción para el campo Gigante, Noviembre de 2003.

Los evaporadores 1 y 2 son alimentados con el gas que proviene del scrubber principal, por líneas de 3" y 2" respectivamente. El gas entra a las vasijas por la parte superior a través de una línea de 3", la cual se encuentra perforada en la parte inferior para permitir que el gas a presión choque con la superficie del líquido y la llama actúe directamente sobre el agua.

Adicionalmente para dar mayor eficiencia al proceso, al rededor de las vasijas se encuentra una línea de 1 ½ " la cual recibe el agua tomada por una bomba de las piscinas de oxidación y permite que ésta salga a presión a través de los agujeros (aspersores) en forma de neblina sobre la llama.

Como una condición de operación, el nivel de agua en el evaporador debe estar entre 40 y 50cm debajo del tubo perforado.

Debido a su diseño, el agua superficial se evaporara rápidamente, mientras que el agua que se encuentra en el fondo de la vasija tardara mucho en calentarse; por tal razón el sistema cuenta en la parte inferior con una válvula de descarga tipo mariposa de 4" (6" para el evaporador 2) para recircular el agua a la piscina y mantener un ciclo entre las piscinas de oxidación y el evaporador (Ver figura 27).

Figura 27. Evaporador de agua de producción en el campo Gigante.



Tomado de: Emerald Enegy Plc, Manual de operaciones de las instalaciones de producción para el campo Gigante, Noviembre de 2003.

4.1.2.1.3 Resultados obtenidos

El proceso de evaporación en el campo Gigante se lleva a cabo de forma satisfactoria disponiendo esta agua de forma adecuada y cumpliendo con las leyes ambientales establecidas. Debido al alto contenido de sal presente en el agua de producción, el principal problema de usar evaporadores para tratar esta agua es la disposición de la sal sedimentada durante el proceso de evaporación, ya que las

normas ambientales existentes para la disposición de este tipo de sólidos son muy estrictas. Sin embargo, los residuos sólidos de la estación, son tratados adecuadamente por una empresa especializada.

4.2 Experiencias no convencionales en campos maduros

4.2.1 Agua asociada a la producción de petróleo utilizada para uso agrícola

4.2.1.1 Campos maduros en Omán (planta piloto)

El Sultanato de Omán es un país localizado al sudoeste de Asia, en la costa sudeste de la península Arábiga. Limita con los Emiratos Árabes Unidos al noroeste, con Arabia Saudita al oeste y con Yemen al sudoeste. La costa está formada por el mar Arábigo al sur y este, y con el golfo de Omán al noreste. Posee también dos enclaves, la península de Musandam, al norte de los Emiratos Árabes Unidos, y Madha, al este de ese mismo país.

La investigación conjunta entre la Universidad Sultán Qaboos, Omán, el Centro de Energía y Petróleo y Japón, trataron de desarrollar y establecer un proceso por el cual las grandes cantidades de agua asociada a la producción de petróleo de los yacimientos de Omán puedan ser efectivamente tratados y utilizados para el riego. El proceso se llevó a cabo durante la operación de una planta piloto, la cual procesaba el agua contaminada por petróleo de 50-300 ppm, reduciéndola por debajo de 0,5 ppm de aceite en agua.

4.2.1.1.1 Descripción de los campos

Una característica destacada de la producción de petróleo en Omán es el hecho de que la salida de agua supera la de petróleo en la mayoría de los pozos. En 1999, Petroleum Development Omán (DOP), que posee aproximadamente el 95%

del total de la producción de petróleo en Omán, ha producido unos 2.830.000 BWPD (450000 m³/día) como un recurso asociado de su producción de petróleo que es de 850000 bbl/día (135000 m³/día). Este volumen de agua se espera que aumente de manera constante y doble a 5700000 BWPD (900000 m³/día) en diez años. Además este aumento en la producción de agua viene acompañado de una disminución de la producción de petróleo. Esta producción de agua en los últimos años se muestra en la tabla 11.

Tabla 11. Agua producida en los campos del sur de Omán (1000m³/día)

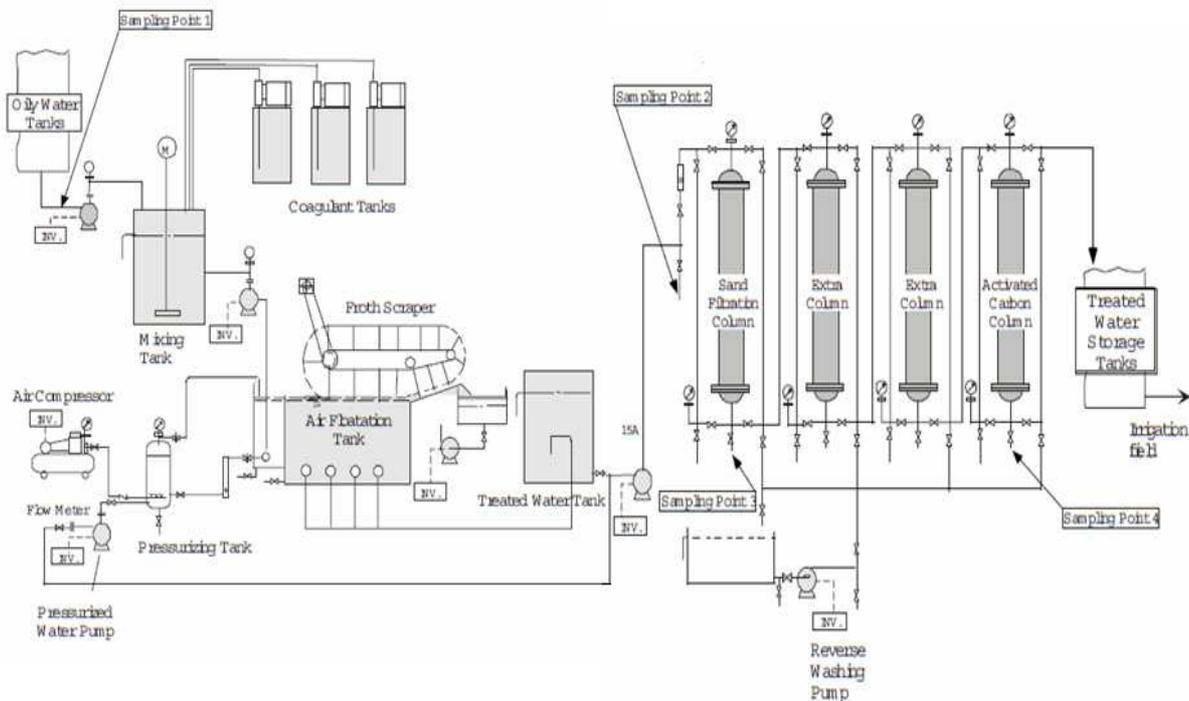
Campo	1999	2000	2002
Marmul	43	45	32
Nimr	138	159	203
Rima	104	112	103
Total	285	316	338

Tomado y modificado de: Akihiko Hirayama, Masaki Maegaito, Masato Kawaguchi, Akira Ishikawa, and Mark Sueyoshi; Shimizu Corporation, Japan Ali Soud Al-Bemani SPE, Mushtaque Ahmed, Humphrey Esechie, Salim Ali Al-Mazrui, Mansour Hamed Al-Haddabi, and Sulaiman Said Al-Khanjari; Sultan Qaboos University, Sultanate of Oman, " Omani Oil fields Produced water: treatment and Utilization, SPE 747413, February 2002

4.2.1.1.2 Descripción del proceso de riego (planta piloto)

Para este proceso se escogieron tres especies de plantas tolerantes a la sal, estas son la alfalfa, cebada y rodas césped. Se hicieron dos parcelas de las cuales una iba a ser regada con agua fresca y la otra con agua asociada a la producción de petróleo de los campos de Omán. El proceso de tratamiento del agua se lleva a cabo por medio de un tanque de mezcla coagulante el cual hace que las pequeñas gotitas de petróleo se vuelvan mas grandes y por ende más fácil la separación y eliminación, luego esta agua pasa por unos tanques de flotación de aire a presión donde las burbujas formadas arrastran el aceite a la superficie.

Figura 28. Esquema del proceso de tratamiento.



Tomado de: Akihiko Hirayama, Masaki Maegaito, Masato Kawaguchi, Akira Ishikawa, and Mark Sueyoshi; Shimizu Corporation, Japan Ali Soud Al-Bemani SPE, Mushtaque Ahmed, Humphrey Esehie, Salim Ali Al-Mazrui, Mansour Hamed Al-Haddabi, and Sulaiman Said Al-Khanjari; Sultan Qaboos University, Sultanate of Oman, " Omani Oil fields Produced water: treatment and Utilization, SPE 747413, February 2002

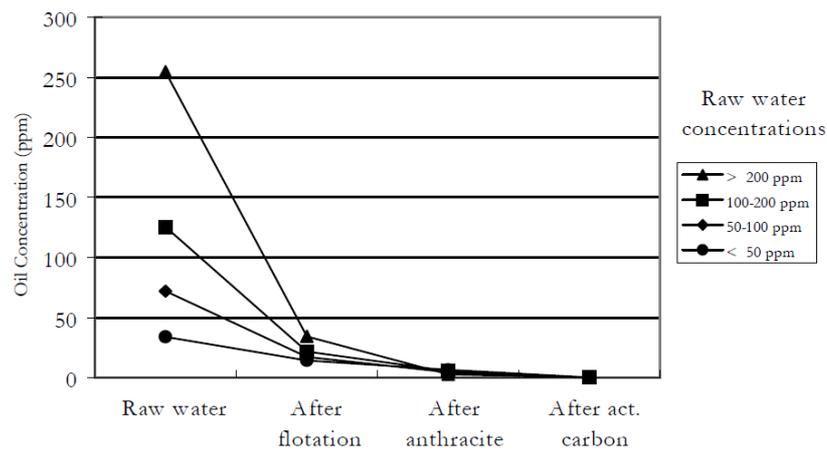
El agua tratada fue transmitida a través de una columna de filtración de antracita y una columna de adsorción granular de carbón activado para eliminar los hidrocarburos. La función de la columna antracita era reducir la carga a la columna de carbón activado. Después de su adsorción, el agua tratada se bombea a los tanques, donde se almacenan para el riego. Un esquema del proceso de tratamiento se muestra en la Figura 28.

4.2.1.1.3 Resultados obtenidos

La planta piloto fue operada para 157 días, para lo cual se recogieron muestras de una vez por día. Los resultados se dividen en cuatro grupos de acuerdo a las

concentraciones iniciales de aceite en agua como se ve en la Figura 29, y en la Tabla 12. Cada línea representa los valores medios de cada grupo en cada etapa del proceso de tratamiento. En el proceso de flotación por aire, la concentración de petróleo en el agua asociada se redujo entre 15-35 ppm, dependiendo de la concentración de la alimentación. En el proceso de filtración con antracita, la concentración de petróleo se redujo a 2-10 ppm, en función de la concentración de la alimentación. Por último, el carbón activado redujo la concentración de petróleo por debajo de 0,5 ppm en todos los casos.

Figura 29. Concentraciones de petróleo en el agua durante el proceso de tratamiento.



Tomado de: Akihiko Hirayama, Masaki Maegaito, Masato Kawaguchi, Akira Ishikawa, and Mark Sueyoshi; Shimizu Corporation, Japan Ali Soud Al-Bemani SPE, Mushtaque Ahmed, Humphrey Esechie, Salim Ali Al-Mazrui, Mansour Hamed Al-Haddabi, and Sulaiman Said Al-Khanjari; Sultan Qaboos University, Sultanate of Oman, " Omani Oil fields Produced water: treatment and Utilization, SPE 747413, February 2002

En cuanto al peso de la raíz en términos de peso seco, las tasas de crecimiento fueron básicamente las mismas para la cebada, Rodas césped, independientemente del tipo de agua de riego, Sólo la alfalfa, parece haber sido afectada por el agua tratada, en una menor tasa de crecimiento durante el segundo muestreo en comparación con el de la alfalfa regada con agua de fresca.

Tabla 12. Concentración promedio de petróleo (ppm) en el agua y porcentaje (%) de extracción de petróleo en cada fase de tratamiento.

Contenido de petróleo en el agua producida (ppm)	Agua Producida (ppm)	Después de la flotación		Después de la filtración con antracita		Después de la adsorción por carbón activado	
		(ppm)	(%)	(ppm)	(%)	(ppm)	(%)
<50	31,7	15,4	51,3	9,1	20	0,2	28
50 - 100	72	17,4	75,9	5,3	16,8	0,15	7,2
100 - 200	127,8	23	82	5,5	13,7	0,18	4,2
> 200	254,6	34,3	86,5	2,7	12,4	0,1	1
Promedio total	80,2	18,7	76,6	6,5	15,2	0,17	7,9

Tomado y modificado de: Akihiko Hirayama, Masaki Maegaito, Masato Kawaguchi, Akira Ishikawa, and Mark Sueyoshi; Shimizu Corporation, Japan Ali Soud Al-Bemani SPE, Mushtaque Ahmed, Humphrey Esechie, Salim Ali Al-Mazrui, Mansour Hamed Al-Haddabi, and Sulaiman Said Al-Khanjari; Sultan Qaboos University, Sultanate of Oman, " Omani Oil fields Produced water: treatment and Utilization, SPE 747413, February 2002.

El uso de agua tratada, sin embargo, provocó aumento de la salinidad del suelo y la reducción en la permeabilidad del mismo. Estos impactos no son propicios para el desarrollo agrícola, y es necesario un manejo adecuado para mantener la salinidad en la zona a un nivel tolerable a largo plazo para el riego de cultivos tolerantes a la sal.

4.2.1.2 Campo Santiago (Colombia)

El campo petrolero Santiago es operado por Petrobras desde 1995, esta empresa decide implementar un sistema de control de agua para cultivar arroz, desde entonces se implementaron metodologías agrícolas y tratamientos del suelo que optimizaron la calidad del arroz. La administración en el manejo de las cosechas se dio por contratos y Petrobras solo se responsabiliza de controlar el punto de vertimiento al Caño Dumagua.

4.2.1.2.1 Descripción del campo

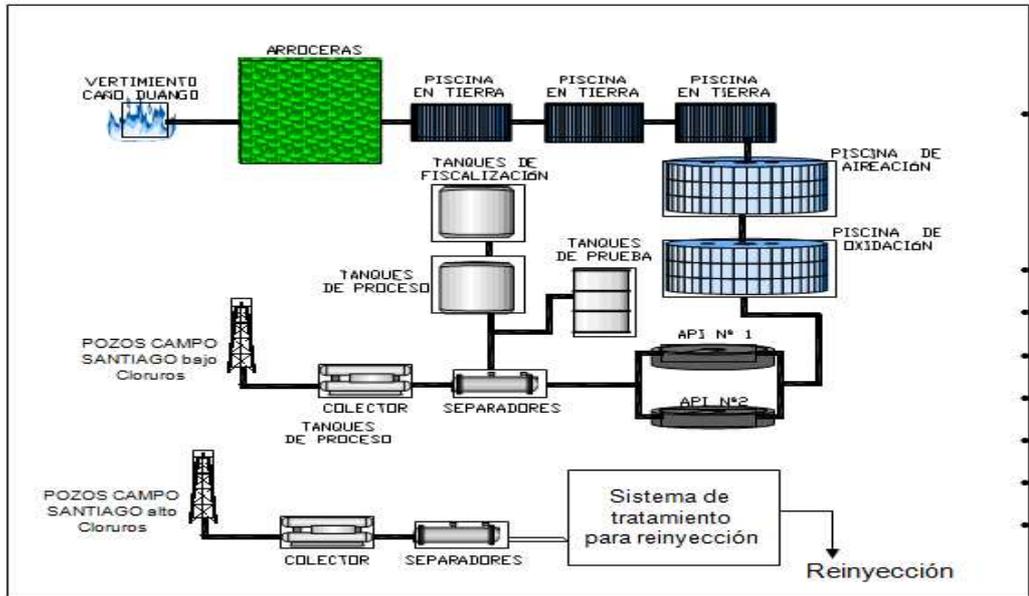
El campo Santiago está ubicado en el departamento del Casanare a 10 Km. de Maní, la temperatura promedio del campo es de 27 °C, se encuentra a una Altitud de 200 msnm y el tipo de suelo es ácido no muy arcilloso. En el campo se inyecta agua para el mantenimiento de presión y mayor recuperación de petróleo, esta agua al ser producida contiene contaminantes los cuales hacen difícil el vertimiento. El agua inyectada de los pozos tiene una concentración de cloruros de 3700 ppm. Diariamente se produce 240000 BWPD, de los cuales se inyectan 100000 BWPD con alto contenido de cloruros y se trata para vertimiento 140000 BWPD.

4.2.1.2.2 Descripción del proceso de riego

Las opciones de manejo del agua asociada a la producción de petróleo en el campo son dos, las cuales dependen de la cantidad de cloruros presentes, el agua con alta cantidad de estos es tratada para reinyección y la de bajos cloruros es tratada para uso en el riego de cultivos de arroz, (ver figura 30), en este proceso se utilizan colectores, separadores, tanques de proceso, cajas API, piscinas de oxidación, piscinas de aireación y piscinas en tierra. Al final de este proceso el agua sale con una concentración promedio de cloruros de 630 ppm y con una temperatura de 28°C.

El Control de agua se realiza por medio de un sistema de riego colectivo, el suministro de agua es continuo y solo se inundan diariamente una superficie de 40Ha. El sistema de suministro de agua es rotativo y tiene una capacidad diaria de 140000 bbl/día, el agua sobrante de las parcelas se canaliza en una canal natural principal y se vierte al Caño Dumagua, el Canal Principal tiene un ancho de 7mts aprox. y una profundidad hidráulica de 1.50 m (ver figura 31).

Figura 30. Proceso de tratamiento de aguas producidas en el campo



Tomado de: ECOPETROL.

Figura 31. Transporte de agua a través de canales abiertos naturales.



Tomado de: ECOPETROL.

Para este proyecto se utilizan 6 lotes, de los cuales por cada cosecha se producen en promedio 2464 bultos de arroz (123.2 Ton), aproximadamente 80 bultos/Ha.

Tabla 13. Distribución de lotes para el cultivo de arroz.

LOTES DE REGADIO	
Nombre del lote	Superficie
1A	25 Ha
1B	25 Ha
2	27 Ha
3	40 Ha
4	42 Ha
5	30 Ha

Tomado y modificado de: ECOPETROL.

4.2.1.2.3 Resultados obtenidos

Se obtuvieron resultados favorables ya que se comprobó la calidad del agua una vez tratada en la planta de campo Santiago, a través del distrito de riego y de las cosechas de arroz que se produce, además de la acertada decisión de la implementación de la siembra de arroz ya que soporta altas concentraciones de cloruros. La creación de estos sistemas de riego beneficia a la comunidad con la generación de empleos y con una buena administración se generan ganancias económicas para la estación.

4.2.1.3 Campo Kern River (Estados Unidos)

Aproximadamente 436000 bbl/d de agua de producción del campo Kern River se utiliza para regar los cultivos en el valle de san Joaquín en California. Gran variedad de métodos de laboratorio e instrumentos de análisis en línea se utilizan para medir niveles de petróleo dentro de la planta de agua y para verificar la calidad del agua en la descarga al riego.

4.2.1.3.1 Descripción del campo

El Campo de Kern River, operado por Chevron-Texaco, se encuentra cerca de la ciudad de Bakersfield en el sur de California valle de San Joaquín (Estados Unidos). El campo fue descubierto en 1899, y ha sido objeto de operaciones de inyección de vapor desde 1964. El petróleo producido en el campo Kern River tiene una gravedad API de 13, es de color negro y contiene una alta concentración de compuestos fluorescentes (hidrocarburos aromáticos polinucleares, asfáltenos, etc.) Como se muestra en la tabla 14. La producción actual de petróleo es de 100000 BOPD y 860000 BWPD de más de 8000 pozos completados, con un 90% de corte de agua. De este volumen de agua, 79000 barriles son reutilizados para proyectos de inyección de agua y las otras cantidades se emplean en operaciones dentro del campo; 345000 barriles son tratados y suministrados a diversas plantas de cogeneración de energía eléctrica; y 436000 barriles son enviados al distrito de aguas de Cawelo. A menudo se requiere un previo tratamiento del agua para su empleo en la actividad agrícola. No obstante, el agua proveniente del campo Kern River es de alta calidad y exhibe un contenido mínimo de sólidos y minerales disueltos menor a 800 mg/L. Los escasos volúmenes de hidrocarburos presentes son eliminados antes de la utilización.

Tabla 14. Propiedades del agua asociada a la producción de petróleo en el campo Kern River.

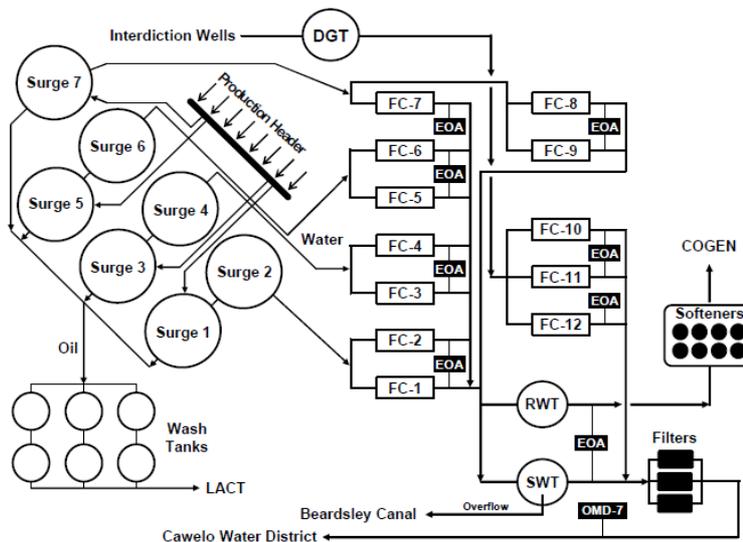
Propiedad	Agua de asociada a la producción de petróleo	Agua de Interdicción
Temperatura	160 °F	95°F
Salinidad	739 mg/L	275 mg/L
Dureza Total	86 mg/L	84 mg/L
Orgánicos solubles en agua (WSO)	5,4 mg/L	0,4 mg/L
Fluorescencia Relativa WSO	22	1

Tomado y modificado de: Dale F. Brost PhD, "water quality monitoring at the kern river field"

4.2.1.3.2 Descripción del proceso de riego

Los Fluidos producidos son tratados químicamente con los interruptores de emulsión antes de llegar a la estación 36 mostrada en la figura 32. La producción se divide en diferentes áreas del campo en cuatro tanques primarios (Surge 1, 2, 3 y 7). El petróleo que sube a la parte superior de los tanques fluye a una serie de tanques de lavado caliente. El agua de la parte inferior de los tanques (Surge 1, 2 y 3) se llevan a tres tanques secundarios (Surge 2, 4 y 6) donde un polímero clarificador de agua se inyecta en la entrada a los tanques. El gas es retirado en la cabeza de estos tanques por medio de un recuperador de vapores y es utilizado en el flujo de entrada de agua para ayudar con la separación petróleo / agua en donde también el petróleo adicional es desnatado de la superficie de los mismos. El agua de los tanques (Surge 2, 4, 6 y 7) se desvían a nueve celdas de flotación inducidas por gas (FC-1 - FC-9), cada uno con una capacidad de 150.000 BWPD.

Figura 32. Estación 36, proceso de tratamiento del agua asociada a la producción de petróleo en el campo Kern River.



Tomado de: Dale F. Brost PhD, "water quality monitoring at the kern river field"

El agua limpia que sale de las celdas de flotación se distribuye entre dos tanques de succión (tanque de agua cruda, GPR y tanque de agua excedente, SWT). El agua del tanque de agua cruda (350000 BWP) se ablanda y se envía a instalaciones de cogeneración, que convierten el agua en vapor y producen electricidad. El resto de las corrientes de agua de producción llegan a los tanques de agua excedente. Los flujos de agua tratada van a través de un tanque diseñado para descremar el petróleo y eliminar el gas. El agua se purifica en tres celdas de flotación (FC-10 - FC-12). Cada celda de flotación tiene una capacidad de 150000 BWP. El número de celdas de flotación en servicio depende de la tarifa de agua de interdicción, que puede variar entre cero y 300000 BWP. Después de pasar a través de las celdas de flotación, el agua de interdicción se mezcla con agua asociada a la producción de petróleo en la salida del tanque del agua sobrante. La mezcla variable de agua asociada a la producción de petróleo y el agua de interdicción (436000 BWP) es bombeada a través de filtros de cáscara de nuez para el distrito de aguas de Cawelo, que se utiliza para el riego y la recarga del acuífero. Si las tasas de agua son mayores que la capacidad de la tubería de Cawelo (600000 BWP), el exceso de desbordamiento del agua asociada al petróleo del tanque de agua excedente se desvía para el Canal de Beardsley. Esta agua también se utiliza para el riego en el Valle de San Joaquín.

4.2.1.3.3 Resultados obtenidos

En ausencia de irrigación el valle de san Joaquín podría convertirse en un entorno árido y desolado. Actualmente, el valle produce una variedad de cultivos incluyendo uvas, frutas cítricas, almendras y pistachos. Para complementar el suministro de agua dulce y mantener las 18600 hectáreas [46000 acres] de tierras fértiles irrigadas, el Distrito de Aguas de Cawelo maneja las instalaciones de almacenamiento y transmisión de agua, distribuyendo más de 400000 barriles diarios de agua asociadas a la producción de petróleo como agua de irrigación.

4.2.1.4 Campo Rocky Mountain (Estados Unidos)

A nivel mundial, considerables volúmenes de agua provienen de yacimientos de metano asociados a capas carbón CBM, muchas de las regiones donde se producen estos yacimientos son áridas o semiáridas y pueden beneficiarse de estas aguas. Con estas características, el agua puede ser reutilizada para la agricultura, la ganadería y la fauna silvestre. Si el agua de CBM puede ser eficiente y económicamente reutilizada, se convierte en un activo en lugar de un pasivo.

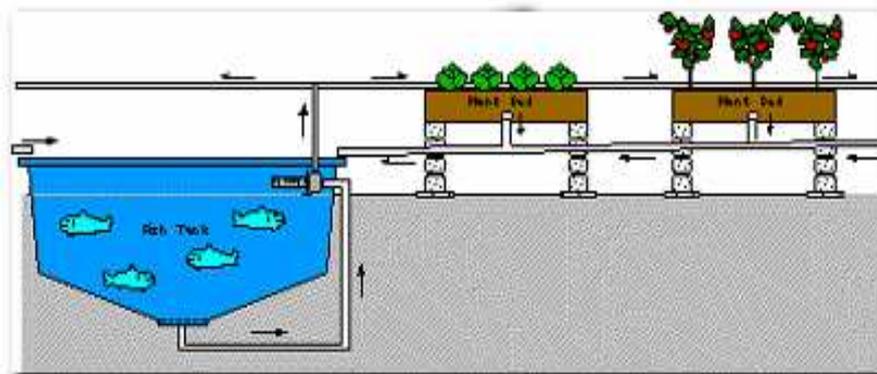
4.2.1.4.1 Descripción del campo

El campo Rocky Mountain es operado por Chevron Texaco desde 1994 y su método de recobro es la inyección de agua, tiene una producción promedio de poco más de 500 bbl/día de petróleo y 40000 bbl/día de agua. En el campo se instaló un centro de pruebas para utilizar los 40000 barriles de agua para producción agrícola en las zonas aledañas al campo.

4.2.1.4.2 Descripción del proceso agrícola

El centro de pruebas del campo instaló un terreno de acuicultura y de hidroponía que operaba como planta piloto, la cual consta de humedales de tratamiento para demostrar la viabilidad del aumento de los cultivos agrícolas producidos en el agua sin tratar, el diseño del sistema se muestra en la figura 33. La acuicultura es una forma de agricultura que abarca la propagación, cultivo y comercialización de los animales acuáticos y es la forma más rápida de crecimiento de la agricultura en los Estados Unidos y la hidroponía es el cultivo de plantas sin el uso de suelo orgánico. La unión de estas dos prácticas de agricultura es llamada acuaponía, la cual es el cultivo de peces y plantas en un sistema de recirculación cerrado, proceso que se hace en el campo Rocky Mountain.

Figura 33. Descripción planta piloto Rocky Mountain.



Tomado de: Lorri Jackson, Critique, Inc., Rocky Mountain Oilfield Testing Center, Casper, WY, and Jim Myers, ChevronTexaco, Bellaire, TX, "Alternative Use of Produced Water in Aquaculture and Hydroponic Systems at Naval Petroleum Reserve No. 3".

Varias especies de peces como el róbalo rayado, la perca amarilla, lobina negra, tilapia y pez gato pueden crecer en los sistemas de acuaponía. En este caso se eligió la tilapia del Nilo por varias razones. La tilapia ocupa el segundo lugar en todo el mundo en la producción de peces de agua dulce y se encuentra en los menús de restaurantes en todo el mundo, es una especie resistente a las enfermedades y son peces de agua caliente. Se pueden tolerar niveles bajos de oxígeno y pobres condiciones del agua. De los cultivos hidropónicos se eligió el tomate ya que es una planta que puede soportar cantidades tolerables de agua contaminada, cabe aclarar que para este proceso se monitorea la toxicidad del producto y se controla el pH del suelo utilizado y se llevo a cabo en dos parcelas para hacer la comparación con el mismo cultivo tratado con agua potable. Por último, los sistemas de recirculación de acuaponía son respetuosos del medio ambiente ya que no hay vertidos del sistema. Los operadores pueden esperar perder de un 10-20 por ciento del volumen de agua por mes, debido a la evaporación y absorción por la planta hidropónica.

4.2.1.4.3 Resultados obtenidos

Tilapia: Trescientos noventa y cuatro (394) peces (tilapia) se añadieron a un tanque y 286 fueron cosechadas. La tasa de mortalidad en este tanque fue de 27%. El peso total de los peces en el tanque fue 2704.8 onzas o alrededor de 169 libras. El peso promedio fue de 9,5 onzas. El pez más grande sacado peso (1) libra. Los peces más pequeños de este tanque pesa 1.5 oz.

Tomate: Un total de 1.766 tomates se cosecharon de las plantas de agua potable, el peso registrado total fue de 339 libras y el peso promedio fue de 0.19 libras. Las plantas regadas con agua de formación arrojaron un total de 1.591 tomates, un total de 111 libras. El peso medio de Los tomates de agua de producción fue de 0,07 libras. En general, los tomates cosechados con agua producida tuvieron un sabor un poco más ácido y salado que los tomates de agua potable. Además, la producción de tomates con agua de formación fue significativamente menor que la producción de tomates con agua potable.

4.2.2 Agua asociada a la producción de petróleo utilizada para propósitos hidrológicos (control de subsidencia)

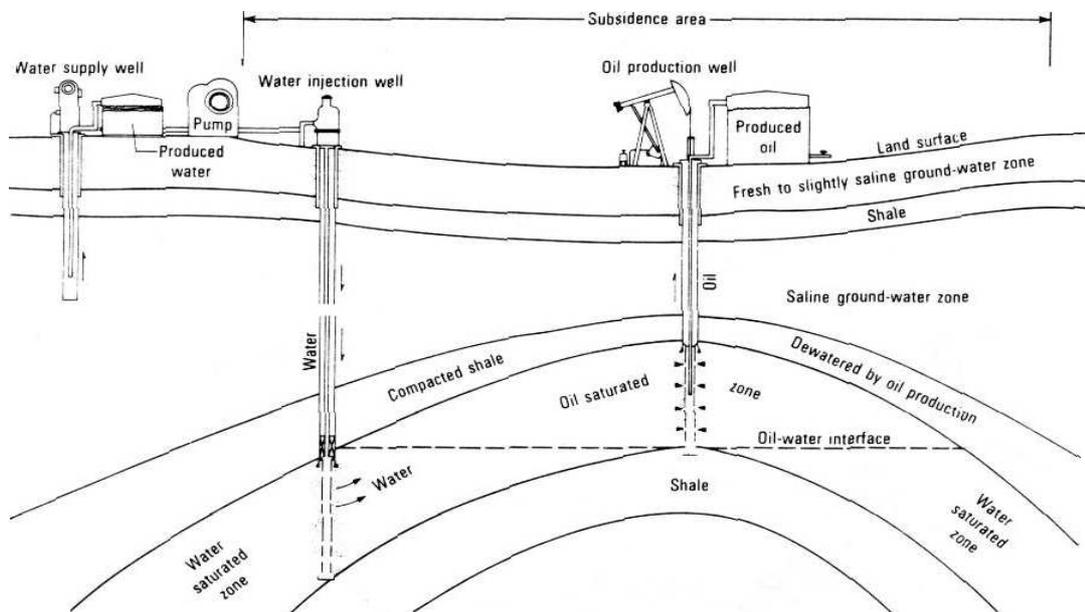
4.2.2.1 Campo Wilmington (Estados Unidos)

El campo petrolero de Wilmington es uno de los mayores yacimientos de petróleo en los Estados Unidos, se encuentra ubicado al sur de California en la costa del pacifico. Desde la década de 1930, más de 1000 pozos extrajeron 2.5 miles de millones de barriles de petróleo. Entre 1940 y 1960, este sector experimentó un total de 29 pies de hundimiento, causado principalmente por la extracción de hidrocarburos. El Hundimiento de tierras en el campo petrolero de Wilmington causo grandes daños a lo largo de la playa y las instalaciones industriales y navales. Para minimizar el daño, se realizo un programa de represurización masiva, basada en la inyección de agua salada en los yacimientos de petróleo.

4.2.2.1.1 Descripción del proceso de inyección

La figura 34, muestra la relación de pozos de inyección de agua producida para controlar el hundimiento de la tierra en el yacimiento petrolífero de Wilmington. Como se muestra en esta figura, los pozos de inyección de agua en el campo petrolero Wilmington están situados de tal manera que se inyecta agua en la zona saturada de agua en el yacimiento, pero por debajo de la zona saturada de aceite. Como el petróleo es menos denso, la inyección de agua actúa para empujar el petróleo hacia arriba a través de la producción del pozo, y también al aumento de las presiones de yacimiento. El aumento de las presiones de reservorio, en este caso resultó en la reducción de la compactación, que eran las causas del hundimiento de la tierra. Este proyecto dio lugar en la reducción del hundimiento de la superficie terrestre de hasta un pie.

Figura 34. Distribución de pozos de inyección para el control de subsidencia en el campo Wilmington.



Tomado de: Colazas, X.C., R.W. Strehle, and S.H. Bailey, 1987, "Subsidence Control Wells, Wilmington Oil Field, Long Beach, California," Proceedings of the International Symposium on Class V Injection Well Technology, Sept. 22-24, Washington, D.C., Underground Injection Practices Council Research Foundation.

4.2.2.1.2 Resultados obtenidos

El proceso de inyección fue logrado con éxito y la subsidencia medida a largo plazo fue controlada con el método, claro que se tuvieron algunos problemas como fue la cantidad de sólidos disueltos en el agua producida que hacen inviable la inyección en el yacimiento ya que se taponan la cara de los cañoneos, haciendo necesario un tratamiento pre-inyección que haría el proceso antieconómico.

La inyección de agua de producción redujo el área de hundimiento de aproximadamente de 50 km² a 8 km². Aproximadamente 2.3 mil millones de barriles de agua se volvieron a inyectar a través de 1969. La tasa de hundimiento se ha reducido de un máximo de 28 centímetros por año en 1952 a cero en 1968.

5 ALTERNATIVAS DE USO POSIBLE DEL AGUA ASOCIADA A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN LA SOH

Para el desarrollo de las alternativas de uso posible de las aguas asociadas a la producción de petróleo en la SOH se tuvo en cuenta la caracterización fisicoquímica del sistema del agua de producción y vertimiento de la coordinación de producción Tolima en el campo Toldado y la caracterización fisicoquímica del sistema de agua de producción e inyección de la coordinación de producción Huila teniendo en cuenta los campos de Dina Terciarios y Dina Cretáceos.

Para determinar las alternativas posibles de uso de estas aguas se realizó una comparación fisicoquímica del agua asociada a la producción de petróleo con los parámetros permisibles y tolerables para cada alternativa escogida. Los parámetros fisicoquímicos que se tuvieron en cuenta para la comparación son datos que se recolectaron a lo largo del estudio del proyecto como los casos históricos realizados tanto a nivel nacional como mundial, además para cada alternativa escogida se verificó que cumpliera con el decreto 1594 de 1984 que estipula los parámetros permisibles para el uso del agua y residuos líquidos en Colombia.

5.1 Análisis de alternativas del sistema de agua de producción para utilización del sistema de separación en fondo de pozo en la S.O.H

Según estudios realizados se ha determinado que hay tres configuraciones bases para la implementación del sistema de separación en fondo de pozo, entre ellas están:

- Separación en fondo de pozo e inyección de agua en formaciones independientes de la formación productora.

- Separación en fondo de pozo e Inyección de agua en el contacto agua aceite de la formación productora.
- Separación en fondo de pozo y producción de agua y petróleo a la superficie por ductos separados.

Los procedimientos y accesorios utilizados para la implementación de sistemas de separación en fondo de pozo con fines de reinyección varían de acuerdo a las características propias del yacimiento como es la producción (menor a 8000 BPD), corte de agua (mayor de 80%), baja producción de sólidos (menor a 100 ppm), además de características de la formación escogida para la reinyección, estas características son porosidad, permeabilidad, presiones, volumen, litología, compatibilidad de fluidos entre otros. Además dependerá del estudio económico previo a la implementación³².

Características muy similares se tienen en cuenta para la implementación de sistemas de separación en fondo de pozo con fines de producción a superficie en ductos separados, solo que se debe obviar datos de zonas de reinyección, pero se sumarían estudios de capacidades en superficie, posterior tratamiento y disposición del agua.

5.1.1 Selección de pozo candidato para proyectos de separación en fondo de pozo en la S.O.H

Para la selección del candidato se analizaron pozos de los campos Toldado, Palogrande y Dina Cretáceos, de los cuales teniendo en cuenta las características mencionadas en la sección anterior se escogieron para el respectivo análisis los pozos Toldado 3, Toldado 4, Toldado 8, Dina Cretáceos 36, Dina Cretáceos 23 y Palogrande 40.

³² Lopez Serrano Raul, DFPS – Downhole Fluid Processing Service Water Handling Alternative, schlumberger, april 2009.

Para cada pozo se tuvieron en cuenta características específicas como depositaciones de CaCO_3 y daños graves en la formación dispuesta para reinyección. Teniendo en cuenta esto se escogió el pozo Toldado 03 ya que muestra la menor cantidad de depositaciones de carbonatos acompañado de menores daños en la formación a reinyectar, todo el estudio es mostrado en la tabla 15.

5.1.2 Esquema general de separación en fondo en el pozo Toldado 3

El diseño del sistema de separación en fondo de pozo para Toldado 3 es realizado con el fin de aumentar la producción de aceite y ahorrando costos operacionales debido a la minimización de la cantidad de agua producida en superficie, la subsecuente procesada y disposición. El diseño actual resultaría en 2080 bpd de producción de agua de caballos superior separado in situ y subsecuentemente inyectada en la arenisca de caballos inferior.

El diseño final está basado en estimaciones preliminares de inyectividad, se recomienda una prueba de inyección antes de la instalación final o pruebas en la zona de caballos inferior para validar la inyectividad normal estimada y afinar el diseño del sistema.

Lo planteado anteriormente se determino de un estudio preliminar realizado por Ecopetrol-empresa prestadora de servicios en la SOH.

Tabla 15. Estudio realizado a pozos candidato

POZO CANDIDATO A SEPARACION EN FONDO DE POZO	RANKING DE CANDIDATOS	RATA DE FLUJO TOTAL BPD	CORTE DE AGUA (%)	INYECTIVIDAD DESIGNADO	INYECTIVIDAD ALCANZABLE	DISEÑO PRELIMINAR	ANÁLISIS DE INYECCIÓN PRELIMINAR	RIESGO DEPÓSITACIONES	COMENTARIOS
Toldado 3	1	4630	90	2410	si	si	si	Moderado riesgo a depositaciones de CaCo3	Asumiendo una correcta entrada en la zona de inyección y razonables ocurren baja cantidad de daños
Toldado 4	1.5	1700	95	1170	si	si	si	Alto riesgo a depositaciones de CaCO3	Asumiendo una correcta entrada en la zona de inyección y razonables ocurren baja cantidad de daños
Dina Cretáceos 36	2	1740	96.2	1500	si	si	si	Moderado riesgo a depositaciones de CaCo3	Lograría muy baja inyectividad , con un escenario de muy bajo daño
Dina Cretáceos 23	3	1800	96	1440	Probablemente no	no	no	Probable riesgo por depositaciones de CaCO3	Baja permeabilidad y baja inyección neta en la zona alta
Palogrande 40	3	2750	98	2475	Probablemente no	no	no	Desconocido	Baja permeabilidad y baja inyección neta en la zona alta, cuestionable calidad de adherencia del cemento
Toldado 08	4	3000	92	2000	no	si	si	Alto riesgo a depositaciones de CaCO3	Inyección neta también baja en la zona alta

Tomado y modificado de: Empresa de servicios para ECOPETROL.

5.2 Análisis de alternativas del sistema de agua de producción y vertimiento de la coordinación de producción Tolima

Las características del agua con la cual se trabajó fue la tomada en la salida del canal de vertimiento al río Tetuán ya que se determinó como la más representativa de todo el proceso. Teniendo en cuenta la caracterización de estas aguas se escogieron 3 alternativas posibles que son: Agua para riego, Agua para ganado y la inyección subterránea para la eliminación. (Ver figura 35).

5.2.1 Agua para riego

Según **ANZECC 2000**³³ Los parámetros primordiales a tener en cuenta en las aguas que se utilizan para riego son salinidad, sodicidad, metales pesados, y pH, además se debe tener en cuenta que aunque no se han reportado rangos específicos de temperatura y contenido de grasas y aceites, estos son parámetros que actuarán de forma desfavorable en valores muy altos. Cabe aclarar que la salinidad fue estimada a partir de la concentración del ion cloruro.

5.2.1.1 Evaluación de la salinidad

La salinidad se evalúa teniendo en cuenta la conductividad eléctrica (CE), la cantidad de sólidos totales disueltos (TDS) o la concentración del ion cloruro³⁴. La reducción del crecimiento de los cultivos por la salinidad es causado por el potencial osmótico (PO) ya que reduce la capacidad de las raíces de las plantas a extraer agua del suelo³⁵.

³³ ANZECC 2000. Australian and New Zealand Guidelines for Fresh and Marine Water Quality. October 2000. Australian and New Zealand Environment and Conservation Council. Agriculture and Resource Management Council of Australia and New Zealand.

³⁴ http://es.wikipedia.org/wiki/Agua_de_mar.

³⁵ Sánchez V Javier, Clasificación y uso de las aguas de riego, Fertitec S.A.

La concentración de cloruros del agua medida en el canal de vertimiento es de 1300 mg/L, la cual al compararla con los rangos de salinidad establecidos por **ANZECC 2000**³³ (Anexo 3), se observa que se encuentra en un rango de salinidad por encima del parámetro establecido (700 mg/L).

5.2.1.2 Evaluación de la sodicidad

Aguas con alto sodio (Alta Relación de Absorción de Sodio "SAR") usadas por el riego muchas veces resultan en problemas de permeabilidad en el suelo debido a los altos niveles de Na con respecto al nivel del Ca y Mg³⁵ (Ver sección 3.3). La evaluación de la sodicidad para el agua de la coordinación de producción Tolima no se realizó debido a que en el momento de la culminación del estudio no se contaba con el análisis del contenido de sodio de estas aguas.

5.2.1.3 Evaluación del pH

El pH puede afectar al proceso fisiológico de absorción de los nutrientes por parte de las raíces: todas las especies vegetales presentan unos rangos característicos de pH en los que su absorción es idónea. Fuera de este rango la absorción radicular se ve dificultada y si la desviación en los valores de pH es extrema, puede verse deteriorado el sistema radical o presentarse toxicidades debidas a la excesiva absorción de elementos fitotóxicos (aluminio)³⁶. **ANZECC 2000**³³ describe niveles de pH permisibles para aguas de riego entre 5 - 6 unidades (Ver anexo 3). El decreto 1594 de 1984 en su artículo 40 sobre los criterios admisibles del agua para uso agrícola establece niveles de pH entre 4.5 - 9 unidades (Ver anexo 2), los cuales al compararlos con los rangos del agua de la coordinación de producción Tolima (6 - 7 unidades), se observa que se encuentran dentro del rango estipulado por el decreto.

³⁶ http://www.infoagro.com/abonos/pH_suelo.htm.

5.2.1.4 Evaluación del contenido de grasas y aceites

No se encontraron reportes que indiquen valores puntuales sobre niveles de grasas y aceites en el agua de irrigación, sin embargo el decreto 1594 de 1984 en su artículo 40 establece que no deben existir películas visibles de grasas y aceites en el agua de riego (Ver anexo 2). El contenido de grasas medido en el canal de vertimiento es de 2.65 mg/L OIW.

5.2.1.5 Evaluación de la temperatura

En la literatura revisada no se encontraron reportes que establezcan rangos de temperatura para el agua de riego, sin embargo este parámetro debe tenerse en cuenta debido a que en la mayoría de casos el agua proveniente de los procesos de tratamiento, resultan en niveles elevados de temperatura, y necesitan un posterior tratamiento para disminuir la misma. La temperatura medida en la salida del canal de vertimiento es de 26.7°C.

5.2.1.6 Evaluación del hierro

No hay datos suficientes para determinar un umbral de toxicidad de hierro para las plantas que crecen en los suelos y no se conocen efectos negativos directos del hierro en el suelo (**Will & Suter, 1994a³⁷, DWAF 1996b³⁸**). Sin embargo, han habido algunos informes que establecen que las concentraciones de hierro de aproximadamente 10-50 mg/L presentes en el agua de riego causan problemas de crecimiento de las plantas (**Will & Suter, 1994a³⁷**).

³⁷ Will ME & Suter GW 1994a. Toxicological benchmarks for screening potential contaminants of concern for effects on terrestrial plants: 1994 revision. Report ES/ER/TM-85/R1, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee.

³⁸ DWAF 1996b. *South African water quality guidelines*, 2nd edn, vol 5: Agricultural use: Livestock watering. CSIR Environmental Services, Pretoria.

Según **ANZECC 2000**³³ (Anexo 3), estipula rangos de hierro a largo plazo (100 años) y a corto plazo (20 años) de 0.2 y 10 mg/L respectivamente. El decreto 1594 de 1984 sobre usos del agua y residuos líquidos, en su artículo 40 (Ver anexo 2) estipula niveles de hierro de 5 mg/L en el agua para uso agrícola. El contenido de hierro medido en el canal de vertimiento del agua de la coordinación de producción Tolima es de 0.17 mg/L encontrándose dentro de los parámetros permisibles establecidos por la norma colombiana.

5.2.1.7 Evaluación de metales pesados

Los metales pesados pueden generar problemas de toxicidad que afectan la vida de los organismos del suelo, los principales procesos biológicos (degradación de la materia orgánica, fijación de nitrógeno, respiración), y la producción y calidad de los cultivos³⁹.

La evaluación de metales pesados para el agua de la coordinación de producción Tolima no se realizó debido a que en el momento de la culminación del estudio no se contaba con esos análisis.

5.2.1.8 Análisis

Como se observa la calidad del agua de la coordinación de producción Tolima en sus condiciones actuales no es apta para riego debido a su alta salinidad (1300 mg/L Cl⁻), pero si se logra llevar a concentraciones de 700 mg/L (**ANZECC 2000**³³) se convertiría en un agua de uso posible para riego. En campo Santiago Colombia (ver sección 4.2.1.2) se riegan 189 hectáreas de arroz con aguas que tienen concentraciones de cloruros de 630 ppm y temperatura de 28°C).

³⁹http://www2.sag.gob.cl/RecursosNaturales/criterios_calidad_suelos_agricolas/pdf/5_metales_pesados_suelo.pdf

Es muy importante también tener en cuenta la concentración de grasas y aceites en el agua de riego, ya que como lo estipula el decreto no debe existir película visible de esta. En el estudio "Omani Oil fields Produced water: treatment and Utilization"⁴⁰ (Ver capítulo 2, sección 4.2.1.1), se regaron cultivos con concentración de grasas y aceites de 0.17 mg/l OIW. Teniendo en cuenta este valor y comparándolo con el nivel de grasas y aceites del canal de vertimiento (2.65 mg/L OIW), es muy posible que esta agua necesite un tratamiento adicional para utilizarla en riego. La temperatura del agua aunque no se encontraron reportes sobre esta, es otro factor que se debe tener en cuenta, ya que en muchos casos después del tratamiento que se le da resulta en niveles muy elevados de esta. En campo Santiago Colombia (ver sección 4.2.1.2) la temperatura del agua de riego es de 28°C; comparando este valor con la temperatura del canal de vertimiento (26.7°C), es posible utilizar el agua con esas condiciones.

Existen diferentes tratamientos para reducir la salinidad del agua (Ver sección 2.3.2.1), uno de estos y de los más utilizados es la Osmosis Inversa debido a su amplia gama de remoción de sales (hasta 500 mg/L TDS para agua de mar y 20 mg/L para agua salobre. **AFFA 2000**⁴⁰) y metales pesados⁴¹; generalmente la unidad de osmosis inversa cuenta con una unidad de pre-tratamiento donde se eliminan los sólidos en suspensión, se inyectan anti-incrustantes para prevenir la formación de incrustaciones en la superficie de la membrana y también biocidas para prevenir el crecimiento de biopelículas que obstruyan la superficie de la membrana, además de un post-tratamiento con el fin de remover gases como H₂S, CO₂, ajuste de pH, alcalinidad y desinfección siempre y cuando se requiera⁴².

⁴⁰ AFFA, 2002, *Economic and Technical Assessment of Desalination Technologies in Australia: With Particular Reference to National Action Plan Priority Regions*; Agriculture, Fisheries and Forestry – Australia (2002).

⁴¹ <http://www.aquapurificacion.com/problemas-del-agua.htm>

⁴² Department of Natural Resources and Mines, *Desalination In Queensland*, GHD, July 2003.

Teniendo en cuenta lo dicho anteriormente y los parámetros fisicoquímicos evaluados, la unidad de osmosis inversa es uno de los tratamientos que aplica satisfactoriamente para el refinado y pulido del agua de la coordinación de producción Tolima, y la convertiría en un agua de uso posible para riego.

5.2.2 Uso para ganado

Dentro de los parámetros primordiales a tener en cuenta en las aguas que se utilizan para ganado son, salinidad, dureza, alcalinidad, hierro, sulfatos, pH, nitratos, nitritos y metales pesados ^{43,44}. Además se debe tener en cuenta que aunque no se han reportado rangos específicos de temperatura y contenido de grasas y aceites, estos son parámetros que actuaran de forma desfavorable en valores muy altos. Cabe aclarar que la salinidad fue estimada a partir de la concentración del ion cloruro.

5.2.2.1 Evaluación de la salinidad

Las aguas con elevada concentración salina representan un peligro para los animales y pueden afectar al ganado en cuanto a la calidad de la carne y leche, hasta el punto de hacerlas inadecuadas para el consumo o pudiendo llegar a producir mortandad en el ganado con las consecuentes pérdidas económicas⁴⁵. Según **Ricardo L Sager. 2000**⁴³ en su estudio “Agua para bebida de bovinos” (Anexo 4), el ganado soporta hasta 2000 mg/L de cloruros siempre y cuando los sulfatos no estén en exceso.

⁴³ Ricardo L Sager. Agua para bebida de bovinos INTA E.E.A San Luis. Reedición de la Serie Técnica N° 126. 2000. www.produccion-animal.com.ar.

⁴⁴ Dupchak Karen, Evaluando la calidad del agua para el ganado. Manitoba Agriculture and Food 204 - 545 Universidad Crescent, Winnipeg, Manitoba – CANADA. http://www.engormix.com/evaluando_calidad_agua_ganado_s_articulos_287_GDL.htm

⁴⁵ A. Colacelli Norberto, Calidad del agua para bebida animal, universidad Nacional de Tucumán, http://www.produccion.com.ar/1997/97abr_11.htm

La concentración de cloruros medida en el canal de vertimiento del agua de la coordinación de producción Tolima es de 1300 mg/L encontrándose dentro del rango permisible.

5.2.2.2 Evaluación de la dureza

Según **Karen Dupchak**⁴⁴ en su estudio “Evaluando la calidad del agua para ganado” (Anexo 4), la dureza no tiene efectos sobre la calidad del agua para ganado, simplemente puede resultar en la acumulación de carbonatos de Magnesio, Manganeso, Hierro y Calcio en el equipo de distribución de agua.

5.2.2.3 Evaluación de la alcalinidad

La alcalinidad medida en el canal de vertimiento del agua de la coordinación de producción Tolima es de 364 mg/L, según **Karen Dupchak**⁴⁴ en su estudio “Evaluando la calidad del agua para ganado” (Anexo 4), niveles de alcalinidad excediendo los 500 mg/L pueden tener un efecto laxante, por lo cual la alcalinidad de esta agua esta dentro del rango permisible.

5.2.2.4 Evaluación del hierro

Según la literatura no hay valores puntuales de hierro recomendados para ganado. Según estudios realizados, el ganado tolera niveles de hierro de 17 mg/L (**Hart, 1974**⁴⁶), concentraciones de hasta 50 mg/L puede ser tolerada en muchos situaciones (**DWAF 1996b**³⁸). Para este estudio se trabajo con concentraciones de hierro máximas de 17 mg/L .La concentración de hierro en el canal de vertimiento es de 0.17 mg/L por lo tanto se encuentra dentro del rango permisible.

⁴⁶ Hart BT 1974. *A compilation of Australian water quality criteria*. Australian Water Resources Technical Paper 7, Australian Government Publishing Service, Canberra

5.2.2.5 Evaluación de sulfatos

Los sulfatos son las sales con más efecto adverso sobre la calidad del agua, debido a la combinación en la que generalmente se encuentra, como sulfato de magnesio (Mg) o de sodio (Na). Los sulfatos, independientemente de su composición, otorgan al agua propiedades purgantes y también el característico sabor amargo que para animales no adaptados puede ser una restricción seria (Ricardo L Sager. 2000⁴³) (Anexo 4). La concentración de sulfatos medida en el canal de vertimiento es de 0.0 mg/L, por lo cual no afecta la calidad de agua para ganado.

5.2.2.6 Evaluación del contenido de grasas y aceites

No se encontraron reportes que indiquen valores sobre niveles de grasas y aceites en el agua para ganado. El contenido de grasas y aceites medido en el canal de vertimiento del agua de la coordinación de producción Tolima es de 2.65 mg/L OIW.

5.2.2.7 Evaluación del pH

El pH del agua de bebida puede variar de 6 a 8 y se sabe que las ligeramente alcalinas (pH 7 a 7,3) son las mejores. Las que excedan aquellos límites hacia abajo (pH menos de 5) o hacia arriba (pH más de 8) tienen efectos corrosivos sobre instalaciones y posibles efectos adversos en la digestión del ganado (Ricardo L Sager. 2000⁴³) (Anexo 4). El pH del agua de la coordinación de producción Tolima varía entre 6 y 7 unidades, encontrándose dentro de los parámetros permisibles.

5.2.2.8 Evaluación de la temperatura

En la literatura revisada no se encontraron reportes que establezcan rangos de temperatura para el agua de bebida del ganado, sin embargo este parámetro debe tenerse en cuenta debido a que en la mayoría de casos el agua proveniente de los procesos de tratamiento, resultan en niveles elevados de temperatura, y necesitan un posterior tratamiento para disminuir la misma. La temperatura medida en la salida del canal de vertimiento del agua de la coordinación de producción Tolima es de 26.7°C.

5.2.2.9 Evaluación de metales pesados

Los metales pesados disueltos en el agua utilizada para bebida de ganado es un parámetro que se debe tener muy en cuenta debido a que es responsable de enfermedades crónicas y en la mayoría de los casos la muerte de los mismos.

La evaluación de metales pesados no se realizó debido a que en el análisis fisicoquímico del agua de la coordinación de producción Tolima no se reportaron datos de estos.

5.2.2.10 Evaluación de nitratos y nitritos

Estos son compuestos nitrogenados y su presencia indica contaminación con materia orgánica o de contaminación con fertilizantes nitrogenados. En el agua se encuentran nitratos que al ser ingerido por los rumiantes lo reducen a nitritos que son altamente tóxicos. Este efecto puede verse agravado si se consumen forrajes con altos niveles de nitratos⁴³. **ANZECC 2000**³³ estipula niveles de nitratos de 400 mg/L y nitritos de 30 mg/L. El decreto 1594 de 1984 sobre usos del agua y residuos líquidos, en su artículo 41 (Ver anexo 2) estipula niveles de nitratos + nitritos de 100 mg/L.

La evaluación de nitratos y nitritos para el agua de la coordinación de producción Tolima no se realizó debido a que en el momento de la culminación del estudio no se contaba con esos análisis.

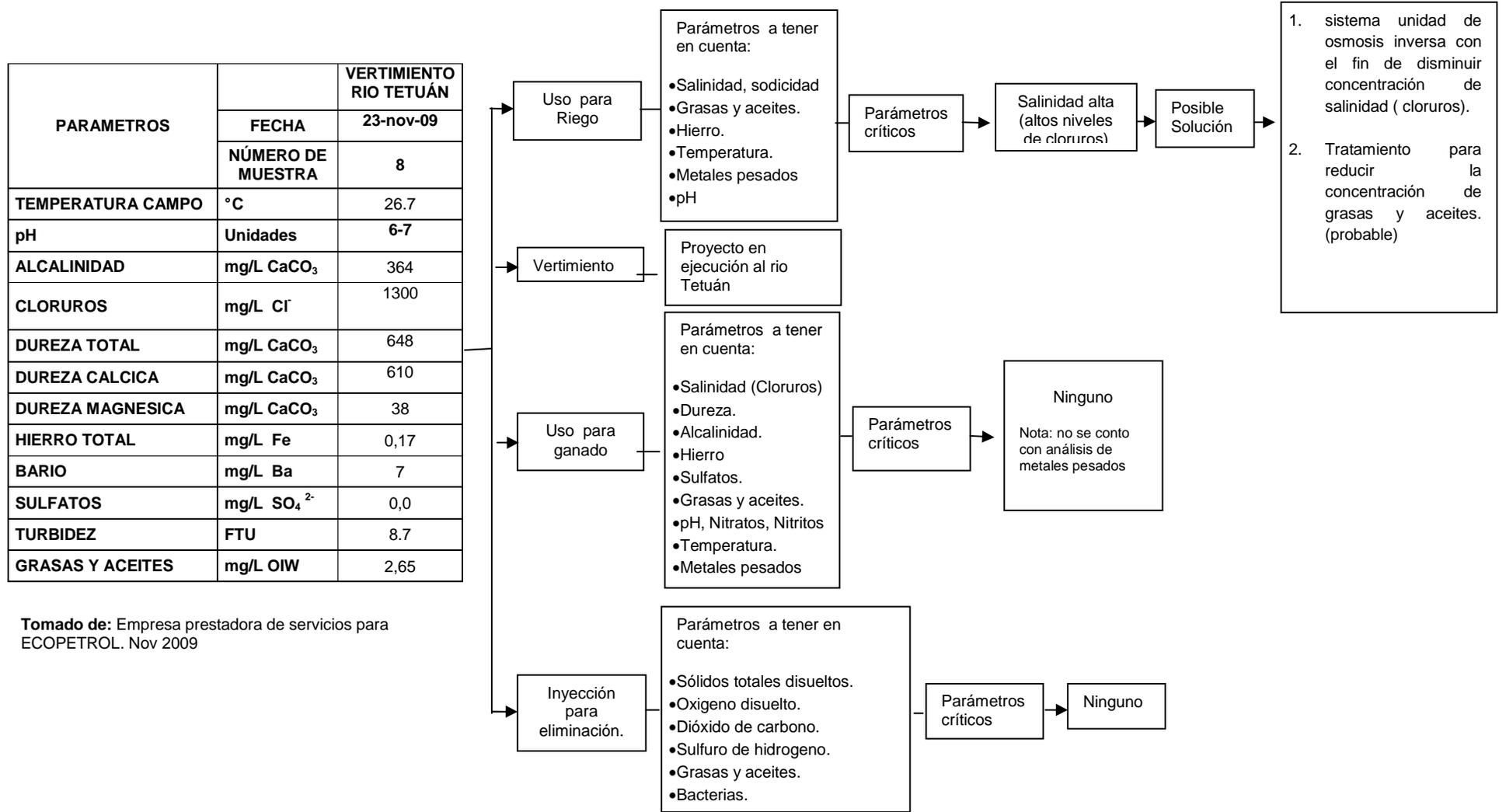
5.2.2.11 Análisis

La calidad del agua medida en el canal de vertimiento de la coordinación de producción Tolima en sus condiciones actuales es muy promisoria para ser utilizada como bebida para ganado, ya que los parámetros que se compararon están todos dentro de los rangos establecidos por diferentes autores. Esta evaluación es un indicativo de su posible uso para este fin, ya que hay que tener en cuenta que no se realizó la comparación de metales pesados, nitratos y nitritos pudiendo alterar el análisis realizado, además como no se han reportado valores comparativos de temperatura y grasas y aceites en el agua, es muy posible que estos valores alteren la viabilidad de uso de esta agua.

5.2.3 Inyección de agua para eliminación

Dentro de los parámetros primordiales a tener en cuenta en las aguas de inyección para eliminación son sólidos totales disueltos, sólidos suspendidos, oxígeno disuelto, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, grasas y aceites, bacterias. Para el análisis de esta alternativa se tiene cierto grado de certeza ya que en el momento en los campos de la coordinación de producción Tolima se está inyectando agua como método de recobro mejorado y es muy posible que la inyección con fines de eliminación no presente problemas. Cabe mencionar que además de esto es indispensable el análisis de compatibilidad del agua a inyectar con la formación de eliminación, para evitar posibles inconvenientes como incrustaciones y taponamiento de la formación.

Figura 35. Análisis de alternativas del sistema de agua de producción y vertimiento de la coordinación de producción Tolima



5.3 Análisis de alternativas del sistema de agua de producción de la superintendencia de operaciones Huila-Tolima

En el análisis hecho se tuvieron en cuenta las características del agua que se tomo de la línea de inyección y del Gun Barrel de Dina Terciarios, ya que son las zonas de donde podría partir un nuevo proyecto de tratamiento y disposición de el agua asociada. A partir de esto se escogieron 2 alternativas posibles diferentes a la inyección para recuperación mejorada, la cual está en ejecución. Las propuestas fueron: agua para riego y la inyección de agua para eliminación. (Ver figura 36).

5.3.1 Agua para riego

Para la utilización del agua para riego se debe aclarar que fue tomada de de la salida del Gun Barrel de Dina Terciarios ya que es la que menos muestra niveles de salinidad, la cual gracias a su universalidad de su composición suele ser estimada a partir de la medición de un solo parámetro como la conductividad eléctrica, el índice de refracción o la concentración de uno de sus componentes. Para este caso la salinidad se tiene en cuenta con base en la concentración de cloruros. Esta opción es aprobada ya que cumple con parámetros dispuestos por decretos ambientales y estudios para la conservación de los suelos. (Ver anexo 5).

5.3.1.1 Evaluación de salinidad

Se sabe que la cantidad de cloruros es un parámetro determinante de la viabilidad de proyectos relacionados con el suelo. Se tomo esta línea del campo ya que es la que nos presenta menor cantidad de estos (2100 mg/l) que comparados con otros proyectos a nivel mundial en los cuales se requieren 700 mg/l de cloruros, están en un nivel razonable para su tratamiento.

5.3.1.2 Evaluación de la sodicidad

Aguas con alto sodio (Alta Relación de Absorción de Sodio “SAR”) usadas por el riego muchas veces resultan en problemas de permeabilidad en el suelo debido a los altos niveles de Na con respecto al nivel del Ca y Mg³⁵ (Ver sección 3.3). La evaluación de la sodicidad para el agua de la salida del Gun Barrel no se realizó debido a que en el momento de la culminación del estudio no se contaba con el análisis del contenido de sodio de estas aguas.

5.3.1.3 Evaluación del contenido de grasas y aceites

No se encontraron reportes que indiquen valores puntuales sobre niveles de grasas y aceites en el agua de irrigación, aunque el decreto 1594 de 1984 en su artículo 40 establece que no deben existir películas visibles de grasas y aceites en el agua de riego (Ver anexo 2). La cantidad de grasas obtenidas en Dina Terciarios es de 56,9 mg/l OIW, pero se debe tener en cuenta que estos niveles son medidos antes de que el agua inicie el proceso de tratamiento, lo cual nos va a garantizar la disminución de este contenido a niveles razonables. En Omán la cantidad de grasas y aceites fue de 2 mg/l OIW.

5.3.1.4 Evaluación metales pesados

Los metales pesados pueden generar problemas de toxicidad que afectan la vida de los organismos del suelo, los principales procesos biológicos (degradación de la materia orgánica, fijación de nitrógeno, respiración), y la producción y calidad de los cultivos³⁹.

Entre los metales pesados existentes en el agua producida asociada al petróleo están el hierro, boro, cromo, aluminio, cadmio los cuales en Colombia tienen un límite permisible estipulado en el decreto 1594 de 1984. Para Dina Terciarios

estos parámetros se cumplen a cabalidad a excepción del cadmio y el cromo hexavalente el cual está por encima de los niveles estipulados. En la tabla del Anexo 5 se observa la comparación entre el decreto 1594 y valores medidos en Terciarios.

5.3.1.5 Evaluación del pH

Según el decreto 1594 de 1984 el valor permisible del pH para uso de agua para riego es de 4,5 a 9 unidades. En Dina Terciarios se manejan niveles que no sobrepasan las 7.4 unidades lo cual garantiza el cumplimiento de este parámetro para una posible utilización de estas aguas para riego de cultivos. En el Anexo 5 se puede ver la comparación con el decreto 1594 de 1984.

5.3.1.6 Evaluación de la temperatura

La temperatura del agua en la salida del Gun Barrel de Dina Terciarios es de 38°C. Si se compara este valor con el de campo Santiago (28°C) (ver sección 4.2.1.2) es muy posible que necesite un tratamiento adicional.

5.3.1.7 Análisis

Teniendo en cuenta la evaluación realizada anteriormente, para que esta agua sea de uso posible para riego, se deben disminuir parámetros importantes como la salinidad, en este caso medida como cantidad de cloruros (2100mg/l).

Existen diferentes tratamientos para reducir la salinidad del agua (Ver sección 2.3.2.1), uno de estos y de los más eficientes es la ósmosis inversa debido a su amplia gama de remoción de sales (hasta 500 mg/L TDS para agua de mar y 20 mg/L para agua salobre. **AFFA 2000**⁴⁰) y metales pesados⁴¹; este tipo de tratamiento disminuirían un gran porcentaje de este valor a límites permisibles de

cloruros (700mg/l). **ANZECC 2000**³³ (Anexo 3). Claro que se debe tener en cuenta que el agua escogida para el análisis de esta alternativa no ha sido tratada como línea independiente en los sistemas de tratamiento existentes en la batería, Las cuales disminuirían un gran porcentaje de este valor inicial.

Comparando las cantidades de grasas y aceites existentes en la salida del Gun Barrel de Dina Terciarios (56,9 mg/l OIW) con los vistos en el estudio "Omani Oil fields Produced water: treatment and Utilization"⁴⁰ (0.17 mg/L OIW) (Ver capítulo 2, sección 4.2.1.1), es muy posible que se necesite un tratamiento adicional para estas aguas.

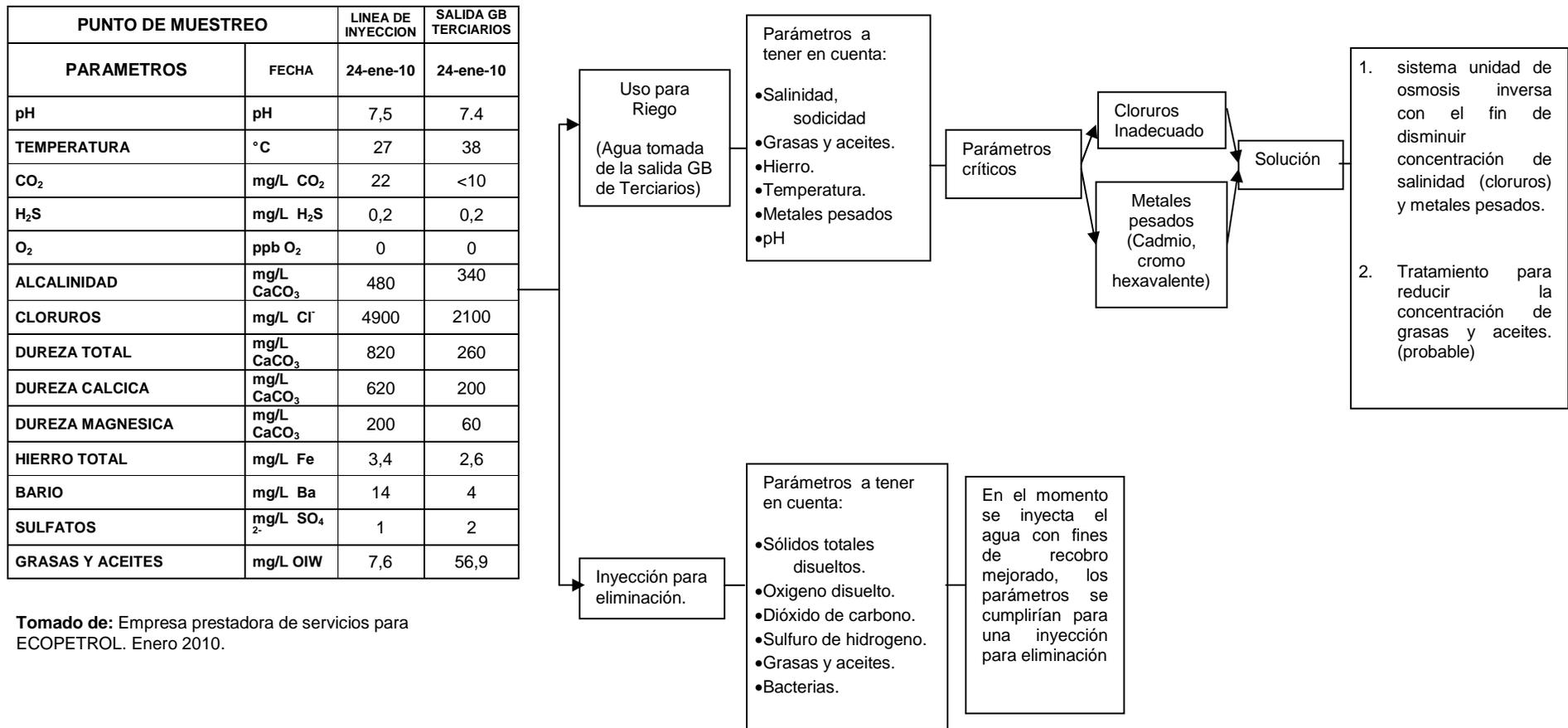
Teniendo en cuenta lo dicho anteriormente y los parámetros fisicoquímicos evaluados, la unidad de osmosis inversa es uno de los tratamientos que aplica satisfactoriamente para el refinado y pulido del agua de la salida del Gun Barrel de Dina Terciarios, y la convertiría en un agua de uso posible para riego.

5.3.2 Inyección de agua para eliminación

Para la implementación de proyectos de inyección de cualquier tipo (recobro y eliminación) se debe tener en cuenta parámetros como Salinidad, Sólidos totales disueltos, Dureza, bacterias, Alcalinidad, grasas y aceites. Además de características de la formación.

Para esta alternativa se tiene cierto grado de certeza ya que en el momento la inyección es aplicada en la formación productora para aumentar el recobro, con esto se deduce que las características de las aguas producidas cumplirían con los parámetros óptimos para una exitosa inyección para eliminación. Esta decisión se tomara siempre y cuando la formación a la cual sea destinada esta agua cuente con alta porosidad y permeabilidad además de que no contamine formaciones que a futuro puedan ser económicamente rentables para producción de hidrocarburos.

Figura 36. Análisis de alternativas del sistema de agua de producción de la superintendencia de operaciones Huila-Tolima



5.4 Análisis de alternativas del sistema de agua de producción de la superintendencia de operaciones Huila-Tolima aplicada a Dina Cretáceos

Las características fisicoquímicas con la cual se trabajo fue la tomada en la línea de transferencia de dina cretáceos a cebu. (Ver figura 37)

Teniendo en cuenta la caracterización de estas aguas se escogieron 2 alternativas posibles que son: Agua para riego, agua para ganado.

5.4.1 Agua para riego

Según **ANZECC 2000**³³ Los parámetros primordiales a tener en cuenta en las aguas que se utilizan para riego son salinidad, sodicidad, metales pesados, y pH, además se debe tener en cuenta que aunque no se han reportado rangos específicos de temperatura y contenido de grasas y aceites, estos son parámetros que actuaran de forma desfavorable en valores muy altos. Cabe aclarar que la salinidad fue estimada a partir de la concentración del ion cloruro.

5.4.1.1 Evaluación de la salinidad

La concentración de cloruros medida en el agua de la línea de transferencia de Dina Cretáceos es de 4900 mg/L, la cual al compararla con los rangos de salinidad establecidos por **ANZECC 2000**³³ (Anexo 3), se observa que se encuentra en un rango de salinidad por encima del parámetro establecido (700 mg/L).

5.4.1.2 Evaluación de la sodicidad

Aguas con alto sodio (Alta Relación de Absorción de Sodio “SAR”) usadas por el riego muchas veces resultan en problemas de permeabilidad en el suelo debido a los altos niveles de Na con respecto al nivel del Ca y Mg³⁵ (Ver sección 3.3). La evaluación de la sodicidad para el agua de Dina Cretáceos no se realizo debido a

que en el momento de la culminación del estudio no se contaba con el análisis del contenido de sodio de estas aguas.

5.4.1.3 Evaluación del pH

ANZECC 2000³³ describe niveles de pH permisibles para aguas de riego entre 5 - 6 unidades (Ver anexo 3). El decreto 1594 de 1984 en su artículo 40 sobre los criterios admisibles del agua para uso agrícola establece niveles de pH entre 4.5 - 9 unidades (Ver anexo 2), los cuales al compararlos con el dato medido en la línea de transferencia de Dina Cretáceos (7.5 unidades), se observa que se encuentran dentro del rango estipulado por el decreto.

5.4.1.4 Evaluación del contenido de grasas y aceites

No se encontraron reportes que indiquen valores puntuales sobre niveles de grasas y aceites en el agua de irrigación, sin embargo el decreto 1594 de 1984 en su artículo 40 establece que no deben existir películas visibles de grasas y aceites en el agua de riego (Ver anexo 2). El contenido de grasas medido en la línea de transferencia de Cretáceos es de 16.5 mg/L OIW.

5.4.1.5 Evaluación de la temperatura

En la literatura revisada no se encontraron reportes que establezcan rangos de temperatura para el agua de riego, sin embargo este parámetro debe tenerse en cuenta debido a que en la mayoría de casos el agua proveniente de los procesos de tratamiento, resultan en niveles elevados de temperatura, y necesitan un posterior tratamiento para disminuir la misma. La temperatura medida en la línea de transferencia de Dina Cretáceos es de 48°C.

5.4.1.6 Evaluación del hierro

El decreto 1594 de 1984 sobre usos del agua y residuos líquidos, en su artículo 40 (Ver anexo 2) estipula niveles de hierro de 5 mg/L en el agua para uso agrícola. El contenido de hierro medido en la línea de transferencia de Dina Cretáceos es de 1.6 mg/L encontrándose dentro de los parámetros permisibles establecidos por la norma colombiana.

5.4.1.7 Evaluación de metales pesados

Los parámetros que establece el decreto 1594 de 1984 en su artículo 40 sobre la calidad del agua para uso agrícola se observa en el anexo 2. Al comparar la caracterización fisicoquímica del agua de la línea de transferencia de Dina Cretáceos con el artículo 40 del decreto 1594 de 1984, se observan que todos los parámetros están sobre los niveles que establece la norma a excepción del cadmio el cual reporta datos de 0.07 mg/L y la concentración permitida por la norma es de 0.01 mg/L. (Ver anexo 5).

5.4.1.8 Análisis

Como se observa la calidad del agua de la línea de transferencia de Dina cretáceos en sus condiciones actuales no es apta para riego debido a su alta salinidad (4900 mg/L Cl) y niveles de cadmio inadecuados, pero si se logra llevar la concentración de cloruros a 700 mg/L (**ANZECC 2000³³**), y la concentración de cadmio a 0.01 mg/L, se convertiría en un agua de uso posible para riego. En campo Santiago Colombia (ver sección 4.2.1.2) se riegan 189 hectáreas de arroz con aguas que tienen concentraciones de cloruros de 630 ppm.

Es muy importante también tener en cuenta la concentración de grasas y aceites en el agua de riego, ya que como lo estipula el decreto no debe existir película visible de esta. En el estudio "Omani Oil fields Produced water: treatment and

Utilization⁴⁰ (Ver capítulo 2, sección 4.2.1.1), se regaron cultivos con concentración de grasas y aceites de 0.17 mg/l OIW. Teniendo en cuenta este valor y comparándolo con el nivel de grasas y aceites de la línea de transferencia de Dina cretáceos (16.5 mg/L OIW), es muy posible que esta agua necesite un tratamiento adicional para utilizarla en riego. La temperatura del agua aunque no se encontraron reportes sobre esta, es otro factor que se debe tener en cuenta, ya que en muchos casos después del tratamiento que se le da resulta en niveles muy elevados de esta. En campo Santiago Colombia (ver sección 4.2.1.2) la temperatura del agua de riego es de 28°C; comparando este valor con la temperatura del agua de la línea de transferencia de Dina cretáceos (48°C), es posible que necesite un tratamiento adicional.

Existen diferentes tratamientos para reducir la salinidad del agua (Ver sección 2.3.2.1), uno de estos y de los más utilizados es la Osmosis Inversa debido a su amplia gama de remoción de sales (hasta 500 mg/L TDS para agua de mar y 20 mg/L para agua salobre. **AFFA 2000**⁴⁰) y metales pesados⁴¹.

Teniendo en cuenta lo dicho anteriormente y los parámetros fisicoquímicos evaluados, la unidad de osmosis inversa es uno de los tratamientos que aplica satisfactoriamente para el refinado y pulido del agua de Dina Cretáceos, y la convertiría en un agua de uso posible para riego.

5.4.2 Uso para ganado

Dentro de los parámetros primordiales a tener en cuenta en las aguas que se utilizan para ganado son, salinidad, dureza, alcalinidad, hierro, sulfatos, pH, nitratos, nitritos y metales pesados ^{43,44}. Además se debe tener en cuenta que aunque no se han reportado rangos específicos de temperatura y contenido de grasas y aceites, estos son parámetros que actuaran de forma desfavorable en

valores muy altos. Cabe aclarar que la salinidad fue estimada a partir de la concentración del ion cloruro.

5.4.2.1 Evaluación de la salinidad

Según **Ricardo L Sager. 2000**⁴³ en su estudio “Agua para bebida de bovinos” (Anexo 4), el ganado soporta hasta 2000 mg/L de cloruros siempre y cuando los sulfatos no estén en exceso. La concentración de cloruros medida en la línea de transferencia de Dina Cretáceos es de 4900 mg/L encontrándose por encima del rango permisible.

5.4.2.2 Evaluación de la dureza

Según **Karen Dupchak**⁴⁴ en su estudio “Evaluando la calidad del agua para ganado” (Anexo 4), la dureza no tiene efectos sobre la calidad del agua para ganado, simplemente puede resultar en la acumulación de carbonatos de Magnesio, Manganeso, Hierro y Calcio en el equipo de distribución de agua.

5.4.2.3 Evaluación de la alcalinidad

La alcalinidad medida en la línea de transferencia de Dina cretáceos es de 410 mg/L, según **Karen Dupchak**⁴⁴ en su estudio “Evaluando la calidad del agua para ganado” (Anexo 4), niveles de alcalinidad excediendo los 500 mg/L pueden tener un efecto laxante, por lo cual la alcalinidad de esta agua esta dentro del rango permisible.

5.4.2.4 Evaluación del hierro

Según la literatura no hay valores puntuales de hierro recomendados para ganado. Según estudios realizados, el ganado tolera niveles de hierro de 17 mg/L (**Hart, 1974**⁴⁶), concentraciones de hasta 50 mg/L puede ser tolerada en muchos situaciones (**DWAF 1996b**³⁸). Para este estudio se trabajo con concentraciones de hierro máximas de 17 mg/L .La concentración de hierro en la línea de transferencia de Dina Cretáceos es de 1.6 mg/L por lo tanto se encuentra dentro del rango permisible.

5.4.2.5 Evaluación de sulfatos

Según **Karen Dupchak**³⁶ en su estudio “Evaluando la calidad del agua para ganado” establece que concentraciones de sulfatos por encima de 2000 mg/L puede causar diarrea y disminución en la producción de leche de las vacas. La concentración de sulfatos medida en la línea de transferencia de Dina Cretáceos es de 1 mg/L, encontrándose en un valor que no afecta para la calidad de agua para ganado.

5.4.2.6 Evaluación de grasas y aceites

No se encontraron reportes que indiquen valores sobre niveles de grasas y aceites en el agua para ganado. El contenido de grasas y aceites medido en la línea de transferencia de Dina cretáceos es de 16.5 mg/L OIW.

5.4.2.7 Evaluación del pH

El pH del agua de bebida puede variar de 6 a 8 y se sabe que las ligeramente alcalinas (pH 7 a 7,3) son las mejores. Las que excedan aquellos límites hacia abajo (pH menos de 5) o hacia arriba (pH más de 8) tienen efectos corrosivos sobre instalaciones y posibles efectos adversos en la digestión del ganado

(Ricardo L Sager. 2000³⁶) (Anexo 4). El pH medido en la línea de transferencia de Dina Cretáceos es de 7.5 unidades, encontrándose dentro de los niveles permisibles.

5.4.2.8 Evaluación de la temperatura

En la literatura revisada no se encontraron reportes que establezcan rangos de temperatura para el agua de bebida del ganado, sin embargo este parámetro debe tenerse en cuenta debido a que en la mayoría de casos el agua proveniente de los procesos de tratamiento, resultan en niveles elevados de temperatura, y necesitan un posterior tratamiento para disminuir la misma. La temperatura medida en la línea de transferencia de Dina cretáceos es de 48°C.

5.4.2.9 Evaluación de metales pesados

Los parámetros que establece el decreto 1594 de 1984 en su artículo 41 sobre la calidad del agua para uso pecuario se observa en el anexo 2. Al comparar la caracterización fisicoquímica del agua de la línea de transferencia de Dina Cretáceos con el artículo 41 del decreto 1594 de 1984, se observan que todos los parámetros están sobre los niveles que establece la norma a excepción del cadmio el cual reporta concentraciones de 0.07 mg/L y la concentración permitida por la norma es de 0.05 mg/L, y el mercurio el cual reporta concentraciones de 10.7 y la concentración permitida por la norma es de 0.01 (Ver anexo 5).

5.4.2.10 Evaluación de nitratos y nitritos

ANZECC 2000³³ estipula niveles permisibles de nitratos de 400 mg/L y nitritos de 30 mg/L. El decreto 1594 de 1984 sobre usos del agua y residuos líquidos, en su artículo 41 (Ver anexo 2) estipula niveles de nitratos + nitritos de 100 mg/L, y nitritos de 10 mg/L.

La concentración de nitratos y nitritos medida en el agua de Dina Cretáceos es de 5.7 y <0.1 mg/L respectivamente, cumpliendo con los datos establecidos por la norma.

5.4.2.11 Análisis

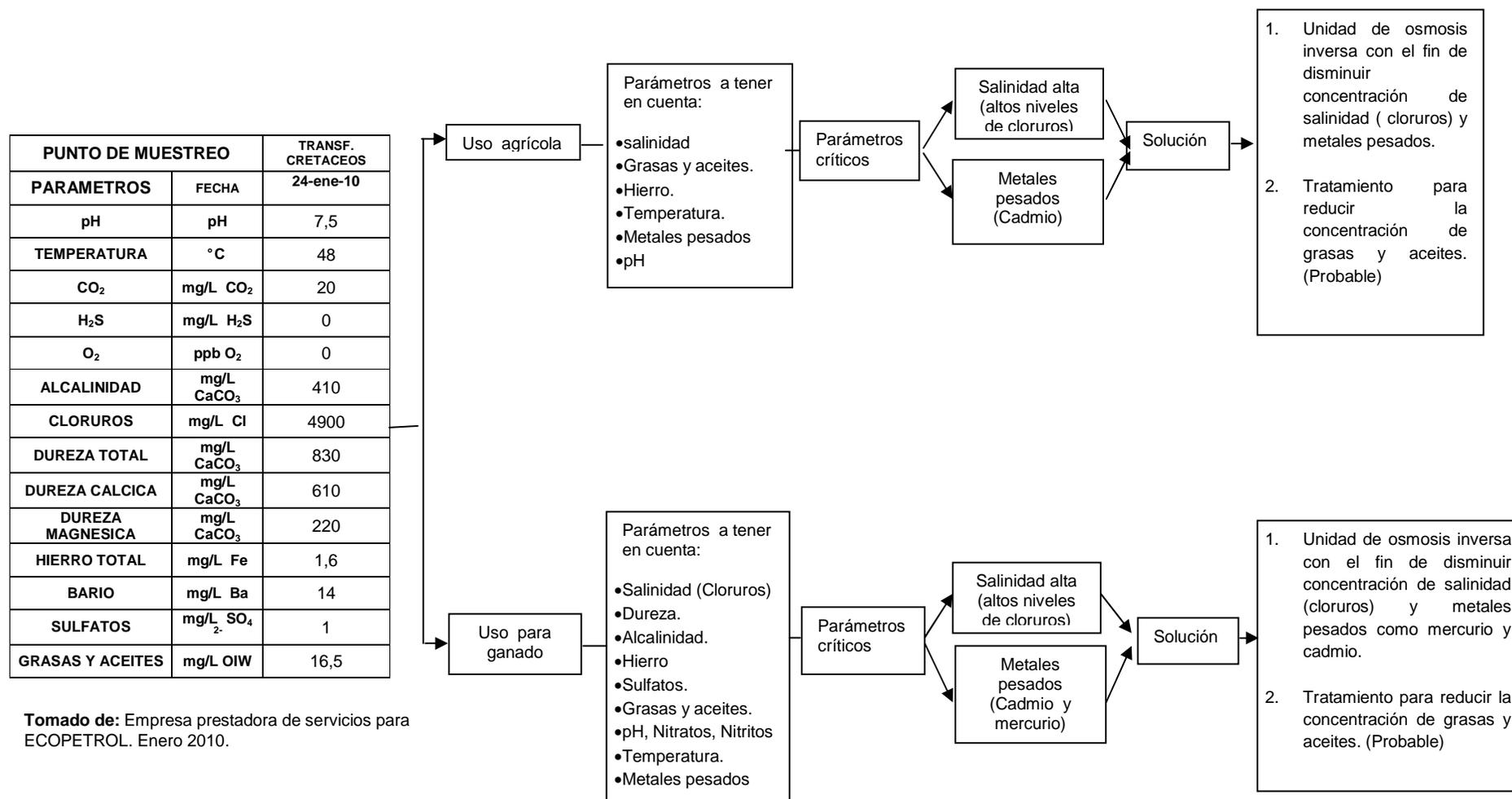
Como se observa la calidad del agua de dina cretáceos en sus condiciones actuales no es totalmente apta para bebida de ganado debido a sus alta salinidad (4900 mg/L Cl), alta concentración de mercurio (10.7 mg/L) y cadmio (0.07 mg/L). Estos niveles si son reducidos a niveles permisibles 2000 mg/L Cl (**Ricardo L Sager. 2000**⁴³), 0.01 Hg, y 0.05 Cd (**Artículo 41, decreto 1594 de 1984**), se convertiría como agua de uso posible para ganado.

Existen diferentes tratamientos para reducir la salinidad del agua (Ver sección 2.3.2.1), uno de estos y de los más utilizados es la Osmosis Inversa debido a su amplia gama de remoción de sales (hasta 500 mg/L TDS para agua de mar y 20 mg/L para agua salobre. **AFFA 2000**⁴⁰) y metales pesados⁴¹;

Teniendo en cuenta lo dicho anteriormente y los parámetros fisicoquímicos evaluados, la unidad de osmosis inversa es uno de los tratamientos que aplica satisfactoriamente para el refinado y pulido del agua de la línea de transferencia de Dina Cretaceos, y la convertiría en un agua de uso posible para riego.

Esta evaluación es un indicativo de su posible uso para este fin, ya que hay que tener en cuenta que no se han reportado valores comparativos de temperatura y grasas y aceites en el agua y es muy posible que estos valores alteren la viabilidad de uso de esta agua, o necesiten un tratamiento adicional.

Figura 37. Análisis de alternativas del sistema de agua de producción del campo Dina Cretáceos.



6. ESTIMACIÓN DE COSTOS

Se debe tener en cuenta que todo proyecto evaluado económicamente en la industria petrolera va a depender del precio del crudo WTI actual, ya que con este valor se pueden comparar los ingresos y egresos posibles en el proyecto, por consiguiente la toma de la decisión sobre la implementación de una alternativa para el tratamiento y disposición del agua asociada a la producción de petróleo.

Para la implementación de un sistema de separación en fondo de pozo de forma muy general, se deben tener en cuenta los costos que conlleva la realización de: pruebas de evaluación, adecuación del pozo para la instalación del sistema, trabajos alternos de workover y otros. Asumiendo el precio del barril de petróleo WTI U\$70, la implementación de un sistema de separación en fondo de pozo costaría aproximadamente 185.000 dólares.

Uno de los grandes problemas asociados a la calidad del agua para posibles alternativas de uso son los altos valores de salinidad. La unidad de osmosis inversa fue escogida como muy promisorio para el tratamiento de las aguas en la SOH por su efectividad, pero esto viene acompañado de varios costos ya que es una tecnología nueva y su diseño no es aun comercializado en grandes cantidades. De forma muy general una unidad de osmosis inversa teniendo en cuenta infraestructura, mantenimiento, consumo de energía e inyección de químicos, para tratar aproximadamente 1500 BPD de agua cuesta alrededor de 115.000 dólares. En la Superintendencia de Operaciones Huila - Tolima se tiene un exceso de aproximadamente 20000 BPD.

7. CONCLUSIONES

- Las alternativas de uso posible de las aguas asociadas a la producción de petróleo en la SOH son: separación en fondo de pozo y reinyección simultánea del agua, usos de agua para proyectos de irrigación, uso de agua para bebida de ganado, e inyección para eliminación. Estas alternativas se determinaron como las mejores debido a que son proyectos que involucran uso diario de cantidades considerables de agua minimizando los problemas de manejo de agua en superficie, y además que la composición fisicoquímica del agua está en niveles tratables para adecuarlas y disponer de ellas como agua de irrigación y bebida para ganado.
- El pozo Toldado 3 se determinó como pozo candidato para la posible implementación del sistema de separación en fondo debido sus características operacionales, alta rata de inyectividad y moderado riesgo de depositaciones de carbonatos, produciendo 453,18 BOD, inyectando aproximadamente 2080 BWD y produciendo adicionalmente 2000 BWD.
- La calidad del agua de Dina Terciarios y Cretáceos en sus condiciones actuales no es apta para riego debido a su alta salinidad (2100 mg/L de Cl⁻ para Dina Terciarios y de 4900 mg/L Cl⁻ para Dina Cretáceos), concentraciones de metales pesados inadecuados como lo son el cadmio (0.04 mg/L para Dina Terciarios y 0.07 mg/L para Dina cretáceos), y cromo hexavalente (0.3 mg/L para Dina Terciarios), pero si se logra llevar la concentración de cloruros a 700 mg/L (**ANZECC 2000³³**), la concentración de cadmio a 0.01 mg/L y la de cromo hexavalente a 0.1 mg/L (**Artículo 40, decreto 1594/1984**), se convertiría en un agua de uso posible para riego, ya sea por algún tratamiento mecanico o por dilución del agua.

- la calidad del agua de Dina Cretáceos en sus condiciones actuales no es apta para bebida de ganado debido a sus alta salinidad (4900 mg/L Cl⁻), alta concentración de mercurio (10.7 mg/L) y cadmio (0.07 mg/L). Estos niveles si son reducidos a niveles permisibles 2000 mg/L Cl⁻ (**Ricardo L Sager. 2000**⁴³), 0.01 Hg, y 0.05 Cd (**Artículo 41, decreto 1594 de 1984**), se convertiría como agua de uso posible para ganado.
- El tratamiento de aguas por osmosis inversa es uno de los diferentes tratamientos para desalinizar el agua, y es muy promisorio para adecuar el agua tanto para uso agrícola como para ganado debido a su amplia gama de desalinización (hasta 500 mg/L TDS para agua de mar y 20 mg/L para agua salobre. **AFFA 2000**⁴⁰) y tratamiento de metales pesados⁴¹, además que debido a su infraestructura permite la remodelación de la unidad dependiendo de los requerimientos pertinentes.
- La inyección para eliminación es una opción posible para aplicar tanto en los campos de la coordinación de producción Tolima como en los campos de la coordinación de producción Huila, debido a que la inyección de agua es aplicado como método de recobro mejorado en ambas partes y se ha demostrado que con el tratamiento realizado actualmente cumple los requisitos requeridos en inyección.

8. RECOMENDACIONES

- A la hora de implementar un proyecto de riego de cultivos se debe realizar un estudio detallado sobre suelos, cultivos tolerables a la sal, toxicidad, normas ambientales y disposición de terrenos aledaños al campo, ya que si algún parámetro de estos no se cumple, se imposibilita la aplicación del proyecto.
- Al momento de decidir implementar un proyecto de riego se deberán tener en cuenta la medición y posterior evaluación de la Relación de absorción de sodio (RAS) ya que aguas con alto sodio usadas para el riego muchas veces resultan en problemas de permeabilidad en el suelo debido a los altos niveles de Na con respecto al nivel del Ca y Mg³⁵, además de otros factores como conductividad, porcentaje de sodio posible (PSP), salinidad efectiva y potencial, carbonato de sodio residual, radionucleídos, con el fin de determinar efectos que pueden causar estos parámetros sobre el suelo y cultivos. Además se debe realizar un estudio de calidad de los productos regados con estas aguas ya que esta puede variar paulatinamente con el tiempo.
- Antes de aplicar sistemas de separación en fondo de pozo se recomienda que se haga un estudio previo a la formación escogida para la reinyección, estos parámetros son porosidad, permeabilidad, compatibilidad de fluidos, posibles depositaciones de carbonatos y algunos daños en la formación, estos parámetros igualmente se deben tener en cuenta en el momento de utilizar el agua para como alternativa de inyección para eliminación..

- Se debe tener en cuenta que el principal problema para la aplicación de sistemas de separación en fondo de pozo en campos maduros es la viabilidad económica ya que en estos campos la alta producción de agua viene acompañada con bajos volúmenes de petróleo, lo cual no hace rentable la inversión en estos innovadores sistemas.
- Es indispensable que al implementar un sistema de osmosis inversa, se debe evaluar la disposición y eliminación del residuo, ya que este resulta en 3 a 4 veces más salina que el agua antes de tratar.

BIBLIOGRAFÍA

AFFA, Economic and Technical Assessment of Desalination Technologies in Australia: With Particular Reference to National Action Plan Priority Regions; Agriculture, Fisheries and Forestry – Australia (2002).

COLACELLI. Norberto, Calidad del agua para bebida animal, universidad Nacional de Tucumán, http://www.produccion.com.ar/1997/97abr_11.htm

Akihiko Hirayama, Masaki Maegaito, Masato Kawaguchi, Akira Ishikawa, and Mark Sueyoshi; Shimizu Corporation, Japan Ali Soud Al-Bemani SPE, Mushtaque Ahmed, Humphrey Esechie, Salim Ali Al-Mazrui, Mansour Hamed Al-Haddabi, and Sulaiman Said Al-Khanjari; Sultan Qaboos University, Sultanate of Oman, “ Omani Oil fields Produced water: treatment and Utilization, SPE 747413, February 2002

ALI, S.A., L.R. Henry, J.W. Darlington, J. Occapinti, “Novel Filtration Process Removes Dissolved Organics from Produced Water and Meets Federal Oil and Grease Guidelines, 9th Produced Water Seminar, Houston, TX, 21-22 January 1999.

ANZECC. Australian and New Zealand Guidelines for Fresh and Marine WaterQuality. w. Australian and New Zealand Environment and Conservation Council. Agriculture and Resource Management Council of Australia and New Zealand. 2000.

ALL, “Handbook on Coal Bed Methane Produced Water: Management and Beneficial Use Alternatives,” prepared by ALL Consulting for the Ground Water Protection Research Foundation, U.S. Department of Energy, and U.S. Bureau of Land Management, July 2003.

ARNOLD. Richard, “Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso”. Universidad Estatal de Nuevo México, Farmington, Nuevo México; EUA. 2004.

ARPEL, Guía para la disposición y el tratamiento de agua producida. Montevideo Uruguay.<http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/dgaee/legislacion/guias/guadi sposiciontrata.pdf>

AYERS, R.S, D.W. Westcot, "Water Quality for Agriculture," Irrigation and Drainage Paper, 29 Rev. 1994

BOYSEN, J.E., J.A. Harju, B. Shaw, M. Fosdick, A. Grisanti, And JA. Sorensen, "The Current Status of Commercial Deployment of the Freeze Thaw Evaporation Treatment of Produced Water," SPE 52700, presented at SPE/EPA 1999 Exploration and Production Environmental Conference, Austin, TX, 1-3 March 1999.

BROST, D.F., "Water Quality Monitoring at the Kern River Field," presented at the 2002 Ground Water Protection Council Produced Water Conference, Colorado Springs, CO, 16-17 Oct. 2002.

BURNETT, D., W.E. FOX, G.L. Theodori, "Overview of Texas A&M's Program for the Beneficial Use of Oil Field Produced Water," presented at the 2002 Ground Water Protection Council Produced Water Conference, Colorado Springs, CO, 16-17 Oct. 2002,.

BURNETT, D.B., J.A. VEIL, "Decision and Risk Analysis Study of the Injection of Desalination By-products into Oil-and Gas-Producing Zones," SPE 86526, to be presented at the SPE Formation Damage Conference, Lafayette, LA, 13-14 Feb 2004.

BRUFF, M.J., "An Exciting New Produced Water Concentrator Technology for Tail and Brine Waters: AltelaRain™," presented at the 13th International Petroleum Environmental Conference, San Antonio, TX, 17-20 Oct 2006.

CARTWRIGHT, P.S., "Water Recovery and Reuse - A Technical Perspective," presented at the 2nd Annual Desalination Workshop, Texas A&M University, College Station, TX, 6-8 August 2006,

COLAZAS, X.C., R.W. STREHLE, S.H. BAILEY, "Subsidence Control Wells, Wilmington Oil Field, Long Beach, California," Proceedings of the International Symposium on Class V Injection Well Technology, Sept. 22-24, Washington, D.C., Underground Injection Practices Council Research Foundation. 1987.

C. CHAPUIS, Y. LACOURIE, D. LANÇOIS, ELF Exploration Production, Testing of Down Hole Oil/Water Separation system in Lacq Superieur Field, France, SPE 54748, 1999.

Department of Natural Resources and Mines, Desalination In Queensland, GHD, July 2003.

DUPCHAK. Karen, Evaluando la calidad del agua para el ganado. Manitoba Agriculture and Food 204 - 545 Universidad Crescent, Winnipeg, Manitoba – CANADA.

DWAF. *South African water quality guidelines*, 2nd edn, vol 5: Agricultural use: Livestock watering. CSIR Environmental Services, Pretoria. 1996.

ELPHICK. J, SERIGHT. R: "A Classification of Water Problem Types," presentado en la Conferencia de la Red Educativa de la 3ra. Conferencia Internacional Anual sobre Modificación Concordante del Yacimiento, Cegado del Agua y el Gas, Houston, Texas, EE.UU., 6-8 August 1997.

EMERALD ENERGY PIC, Manual de operaciones de las instalaciones de producción para el campo Gigante, Noviembre de 2003.

EPA, "The Class V Underground Injection Control Study, Volume 23, Subsidence Control Wells," EPA/816-R-99-014w, U.S. Environmental Protection Agency, Sept. Available at. 1999.

GODSHALL, N.A., "AltelaRain™ - State of the Art Produced Water Treatment Technology," presented at the 13th International Petroleum Environmental Conference, San Antonio, TX, 17-20 Oct. 2006.

GREEN, J., R. PRATER, D. MCCUNE, "Gel Polymer Treatment Provide Lasting Production, Economic Benefits," *World Oil*, March supplement of online version at WorldOil.com. 2001.

GUERRERO. F. Carlos, ESCOBAR. C. Sandra, RAMÍREZ. N. Diego, Manejo de la salinidad en aguas asociadas de producción de la industria petrolera, Universidad nacional de Colombia, Bogotá, 2005.

HART BT, *A compilation of Australian water quality criteria*. Australian Water Resources Technical Paper 7, Australian Government Publishing Service, Canberra. 1974.

HAYES, T., "The Electrodialysis Alternative for Produced Water Management," GasTIPS, Summer, pp. 15-20. 2004

HILL D, NEME E, EHLIG-ECONOMIDES C Y MOLLINEDO M, "Reentry Drilling Gives New Life to Aging Fields," *Oilfield Review* 8, no. 3 (Otoño de 1996): 4-17.

HUTSON, S.S., N.L. Barber, J.F. Kenny, K.S. Linsey, D.S. Lumia, AND M.A. Maupin, 2004, "Estimated Use of Water in the United States in 2000," U.S. Geological Survey Circular 1268, 46 pp.

IOGCC, ALL, "A Guide to Practical Management of Produced Water from Onshore Oil and Gas Operations in the United States," prepared for U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, by the Interstate Oil and Gas Compact Commission and ALL Consulting, Oct 2006.

KATZ, L.E., K.A. Kinney, "Treatment of Produced Water Using a Surfactant Modified Zeolite/Vapor Phase Bioreactor System," presented at the Fall 2005 PERF Meeting, Annapolis, MD, 1-4 November 2005.

KHATIB, Z., P. Verbeek, "Water to Value – Produced Water Management for Sustainable Field Development of Mature and Green Fields," *Journal of Petroleum Technology*, Jan 2003, pp. 26-28.

KUCHUK F, SENGUL M Y ZEYBEK M: "Oilfield Water: A Vital Resource," *Middle East Well Evaluation Review* 22 (Noviembre 22, 1999): 4-13.

KUCHUK F, PATRA SK, NARASIMHAM JL, RAMANAN S Y BANERJI S, "Water Watching," *Middle East Well Evaluation Review* 22 (Noviembre 22, 1999): 14-23; y Kuchuk F y Sengul M: "The Challenge of Water Control," *Middle East Well Evaluation Review* 22 (Noviembre 22, 1999): 24-43.

L. SAGER. Ricardo. Agua para bebida de bovinos INTA E.E.A San Luis. Reedición de la Serie Técnica N° 126. 2000. www.produccion-animal.com.ar.

LOPEZ. SERRANO. Raul, DFPS – Downhole Fluid Processing Service Water Handling Alternative, Schlumberger, April 2009.

LORRI. Jackson, CRITIQUE, INC., ROCKY MOUNTAIN OILFIELD TESTING CENTER, CASPER, WY, AND JIM MYERS, CHEVRONTEXACO, BELLAIRE, TX,

“Alternative Use of Produced Water in Aquaculture and Hydroponic Systems at Naval Petroleum Reserve No. 3”.

LOZANO, N. P. Manejo Integral de Residuos Líquidos. Universidad Distrital Francisco José de Caldas, Fondo de Publicaciones. Bogotá Colombia.2005.

MEIJER, D.T., C.A.T. KUIJVENHOVEN, “Field-Proven Removal of Dissolved Hydrocarbons from Offshore Produced Water by the Macro Porous Polymer-Extraction Technology,” presented at the 12th Produced Water Seminar, Houston, TX, 16-18 Jan 2002.

M.G. PUDER, LOYOLA UNIVERSITY NEW ORLEANS COLLEGE OF LAW, J.A. VEIL, SPE, ARGONNE NATIONAL LABORATORY, Options, Methods, and Cost for Offsite Commercial Disposal of Oil and Gas Exploration and Production Wastes, SPE 105178, Texas, 2007.

OCCHIPINTI, J., J. HUGONIN, T. POWER, J. DARLINGTON, "Produced Water Polishing Promotes Compliance During Conventional System Upsets," presented at the 14th International Petroleum Environmental Conference, Houston, TX, 5-9 November 2007.

OILFIELD REVIEW, Control del agua, Schlumberger, Volume 12, 2000.

OILFIELD REVIEW, Manejo de la producción de agua: de residuo a recurso, Schlumberger, Volume 16, 2004.

OFFSHORE, “ABB Looking to Progress Subsea Processing into Ultra-Deepwater,” *Offshore*, Vol. 60, Issue 8, 1 Aug 2000.

PAEZ, RUTH. Diplomado en facilidades de Superficie. Módulo 3. Operaciones de recolección y Tratamiento de Fluidos Producidos.2000.

PEACOCK, P., “Beneficial Use of Produced Water in the Indian Basin Field: Eddy County, NM,” presented at the 2002 Ground Water Protection Council Produced Water Conference, Colorado Springs, CO, 16-17 Oct 2002.

P.H.J. Verbeek, R.G. Smeenk, D. Jacobs, “Downhole Separator Produces less water and More Oil, SPE 50617, october 1999.

RANCK, J.M., J.L. Weeber, G. Tan, E.J. Sullivan, L.E. Katz, R.S. Bowman, "Removal of BTEX from Produced Waters Using Surfactant Modified Zeolite," presented at the 9th International Petroleum Environmental Conference, Albuquerque, NM, 22-25 October 2002.

REYNOLDS, R., B. Kiker, L. Cole, "Produced Water, and the Issues Associated with It," PTTC Network News, Vol. 8, No. 3, 3rd quarter. 2002.

REYNOLDS, R.R., R.D. Kiker, "Produced Water and Associated Issues – A Manual for the Independent Operator," Oklahoma Geological Survey Open File Report 6-2003, prepared for the South Midcontinent Region of the Petroleum Technology Transfer Council. 2003.

ROJAS, J. "Fundamentos de calidad de agua". Programa de Ingeniería de Petróleos, Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia. 2007

SÁNCHEZ. V. Javier, Clasificación y uso de las aguas de riego, Fertitec S.A.

SERIGHT, R.S., R.H. Lane, R.D. Sydansk, "A Strategy for Attacking Excess Water Production," SPE 70067, presented at the SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, TX, 15-16 May 2001.

SULLIVAN, E.J., L. Katz, K. Kinney, S. Kwon, L.-J. Chen, E. Darby, R. Bowman, C. Altare, "Pilot Scale Test of A Produced Water Treatment System for Organic Compounds," presented at the 13th International Petroleum Environmental Conference, San Antonio, TX, 17-20 October 2006.

SHIRMAN, E.I., A.K. Wojtanowicz, "More Oil Using Downhole Water-Sink Technology: A Feasibility Study," SPE 66532, *SPE Production and Facilities*, Nov 2002.

SIEMENS WATER TECHNOLOGIES, "Selection of Produced Water Treatment Equipment for Upstream Oil and Gas Applications", 2nd Annual Water Symposium, Maturín – Venezuela By Duane Germentis.

TEBBUTT, T.H.Y. Fundamentos de Control de Calidad del Agua. LIMUSA Noriega editores México. 2001.

T.O. Ukpohor, SPE, PETROLEUM TRAINING INSTITUTE, Produced Water: Environmental Issues/ Technological Solution Of The Nigeria Depletion Era, SPE 71437, presented at the SPE Annual Technical Conference & Exhibition held in New Orleans, Louisiana, 30 September – 3 October 2001.

THOMAS, F.B., D.B. Bennion, G.E. Anderson, B.T. Meldrum, AND W.J. Heaven, "Water Shut-Off Treatments – Reduce Water and Accelerate Oil Production," *Journal of Canadian Petroleum Technology* 39(4):25-29 April 2000.

VEIL, J.A., B.G. Langhus, AND S. Belieu, "Feasibility Evaluation of Downhole Oil/Water Separation (DOWS) Technology," prepared for U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Petroleum Technology Office, by Argonne National Laboratory, CH2M-Hill, and Nebraska Oil and Gas Conservation Commission, Jan 1999.

VEIL, J.A., "Summary of Data from DOE-Subsidized Field Trial #1 of Downhole Oil/Water Separator Technology — Texaco Well Bilbrey 30-Federal No. 5," Lea County, New Mexico, prepared for U.S. Department of Energy, National Petroleum Technology Office, May 2000.

VEIL, J.A., M.G. Puder, D. Elcock, and R.J. Redweik, Jr., "A White Paper Describing Produced Water from Production of Crude Oil, Natural Gas, and Coal Bed Methane," prepared by Argonne National Laboratory for the U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory, Jan 2004.

VEIL. J.A, Regulatory issues affecting management of produced water from coal bed methane wells, prepared for U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Petroleum Technology Office, by Argonne National Laboratory, February 2002.

VEIL. J.A, SPE, M.G. PUDER, R.G. SULLIVAN, P.D. RICHMOND, AND T.J. KOTEK, ARGONNE NATL. LABORATORY, Innovative and interactive Produced-water information resource, SPE 105177, prepared for presentation at the 2007 SPE E&P Environmental and Safety Conference held in Galveston, Texas, U.S.A, 5-7 March 2007.

VON FLATERN, R., "Troll Pilot Sheds Light on Seabed Separation," *Oil Online* (www.oilonline.com), 16 May 2003.

WOJTANOWICZ, A.K., E.I. Shirman, and H. Kurban, "Downhole Water Sink (DWS) Completions Enhance Oil Recovery in Reservoirs with Water Coning Problem," SPE 56721, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, 3-6 Oct 1999.

WILL ME & SUTER GW 1994a. Toxicological benchmarks for screening potential contaminants of concern for effects on terrestrial plants: 1994 revision. Report ES/ER/TM-85/R1, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, Tennessee.

WOLFF, E.A, "Reduction of Emissions to Sea by Improved Produced Water Treatment and Subsea Separation Systems," SPE#61182, presented at the Society of Petroleum Engineers International Conference on Health, Safety, and Environment, Stavanger, Norway, 26-28 June 2000.

http://es.wikipedia.org/wiki/Agua_de_mar.

<http://www.aquapurificacion.com/problemas-del-agua.htm>

http://www.infoagro.com/abonos/pH_suelo.htm.

http://www2.sag.gob.cl/RecursosNaturales/criterios_calidad_suelos_agricolas/pdf/5_metales_pesados_suelo.pdf

ANEXO 1

CLASIFICACION DE PROBLEMAS ASOCIADOS CON EL AGUA EN POZOS
INDIVIDUALES SEGÚN JON ELPHICK

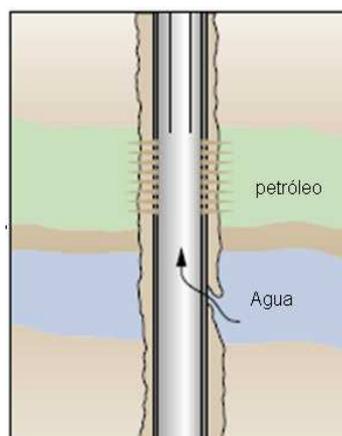
PROBLEMAS ASOCIADOS CON EL AGUA EN POZOS INDIVIDUALES

A medida que avanza la vida productiva del yacimiento, el corte de agua aumenta siendo este el resultado de uno o más problemas. El origen de estos problemas se puede clasificar dentro de diez tipos básicos.

Filtraciones en el revestimiento, tuberías de producción o empaques

La filtración a través del revestimiento, la tubería de producción o los empaques permiten que el agua proveniente de zonas que no producen hidrocarburos ingrese en la columna de producción. (Ver figura 1). La detección de los problemas y la aplicación de las soluciones correspondientes dependen fundamentalmente de la configuración del pozo. Las soluciones habituales incluyen la inyección forzada de fluidos sellantes y el cierre mecánico por medio de tapones, cemento o empaques, aunque también se pueden utilizar remiendos. Cuando existe este tipo de problema, conviene aplicar la tecnología de cegado del agua dentro del revestimiento, que es de bajo costo.

Figura 1. Filtraciones en el revestimiento, en la tubería de producción o empaques.

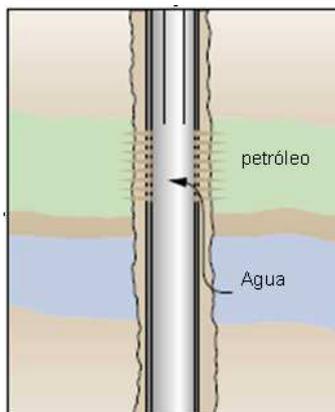


Tomado de: Oil Field Review "control del agua", Schlumberger, verano del 2000

Flujo canalizado detrás del revestimiento

La existencia de fallas en la cementación primaria puede provocar la conexión de zonas acuíferas con zonas de hidrocarburos. (Ver figura 2). Estos canales permiten que el agua fluya por detrás del revestimiento e invada el espacio anular. Una causa secundaria puede ser la creación de un “vacío” detrás del revestimiento cuando se produce arena. La solución principal consiste en el uso de fluidos de cegado, que pueden ser cementaciones forzadas de alta resistencia, fluidos a base de resinas colocados en el espacio anular, o fluidos a base de geles de menor resistencia colocados en la formación para detener el flujo dentro del espacio anular. El emplazamiento de los mismos es muy importante y, por lo general, se realiza con tubería flexible.

Figura 2. Flujo detrás del revestimiento.

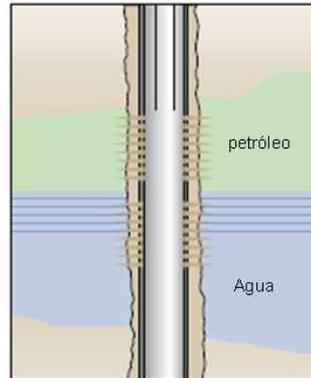


Tomado de: Oil Field Review “control del agua”, Schlumberger, verano del 2000.

Contacto Agua-Petróleo dinámico

Si un contacto agua-petróleo uniforme asciende hacia una zona abierta de un pozo durante la producción normal por empuje de agua, puede existir producción de agua indeseada. (Ver figura 3).

Figura 3. Contacto Agua-Petróleo dinámico.



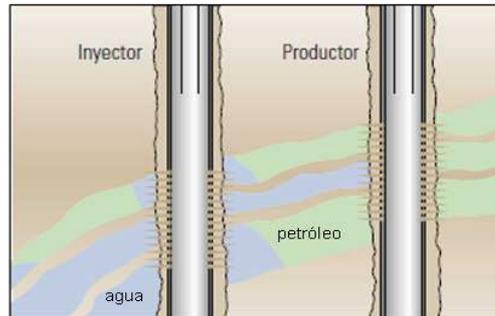
Tomado de: Oil Field Review “control del agua”, Schlumberger, verano del 2000.

Habitualmente, este fenómeno está asociado con la presencia de permeabilidad vertical limitada, generalmente inferior a 1 mD. Con permeabilidades verticales más altas, el fenómeno de conificación es más probable. En los pozos verticales, el problema puede resolverse mediante el aislamiento mecánico de la parte inferior del pozo como un tapón de cemento. En los pozos horizontales, no existe ninguna solución en la zona vecina al pozo y es probable que se requiera un pozo de re-entrada.

Capa inundada sin flujo transversal

Un problema habitual en la producción proveniente de capas múltiples se produce cuando una zona de alta permeabilidad rodeada por una barrera de flujo (como una capa de arcilla) está inundada. (Ver figura 4). En este caso, la fuente de agua puede ser un acuífero activo o un pozo inyector de agua. Por lo general, la capa inundada presenta el nivel de permeabilidad más elevado. Al no existir flujo transversal en el yacimiento, este problema se resuelve fácilmente mediante la aplicación de fluidos de cegado rígidos o de un cegado mecánico, ya sea en el inyector o el productor.

Figura 4. Capa inundada sin flujo transversal entre las capas.

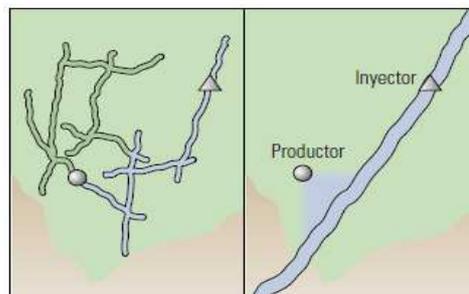


Tomado de: Oil Field Review "control del agua", Schlumberger, verano del 2000.

Fracturas o fallas entre inyector y productor

En las formaciones naturalmente fracturadas bajo recuperación secundaria por inyección de agua, el agua inyectada puede invadir rápidamente los pozos productores. (Ver figura 5). Este fenómeno se produce en forma habitual cuando el sistema de fractura es extenso o se encuentra fisurado y se puede confirmar mediante el uso de trazadores radioactivos y pruebas de presión transitoria. También se pueden utilizar registros de trazadores para cuantificar el volumen de las fracturas, valor que se utiliza para el diseño del tratamiento. La inyección de un gel en el pozo inyector puede reducir la producción de agua sin afectar la producción de petróleo de la formación

Figura 5. Fracturas o fallas entre un inyector y un productor.

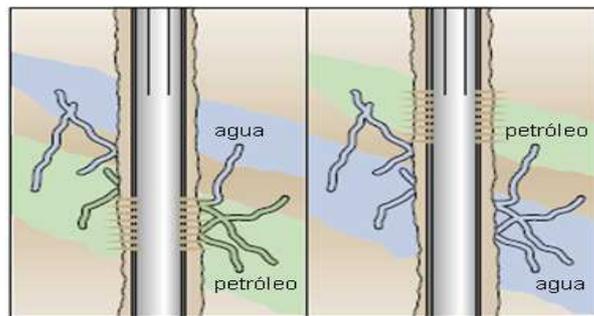


Tomado de: Oil Field Review "control del agua", Schlumberger, verano del 2000..

Fracturas o fallas de una capa de agua

El agua puede provenir de fracturas que interceptan una zona de agua más profunda o subyacente (Ver figura 6). Estas fracturas pueden ser tratadas con un fluido de aislamiento (gel), o cual resulta especialmente efectivo en los casos en que las fracturas no contribuyen a la producción de petróleo.

Figura 6. Fracturas o fallas de una capa de agua (pozo vertical).



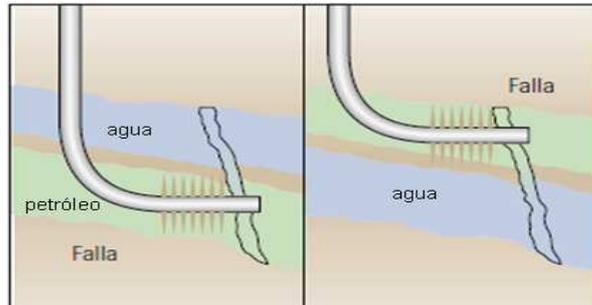
Tomado de: Oil Field Review "control del agua", Schlumberger, verano del 2000..

En muchos yacimientos de carbonatos, las fracturas suelen ser casi verticales y tienden a ocurrir en grupos separados por grandes distancias, en especial en las zonas dolomíticas cerradas, por lo cual es poco probable que estas fracturas intercepten un hueco vertical. Sin embargo, estas fracturas se observan con frecuencia en pozos horizontales donde la producción de agua a menudo ocurre a través de fallas conductoras o fracturas que interceptan un acuífero (Ver figura 7). Como se dijo anteriormente el bombeo de un fluido gelificado puede servir para solucionar este problema.

Conificación o formación de cúspide (cusping).

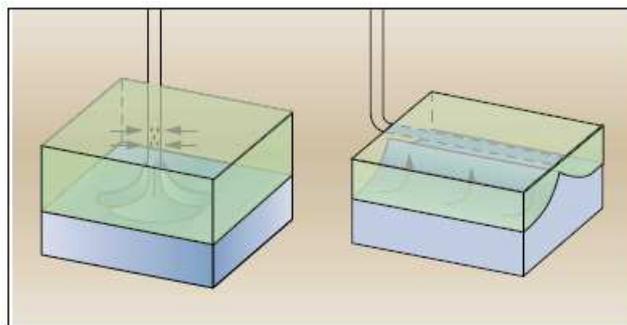
En un pozo vertical se produce conificación cuando existe un CAP cerca de los disparos en una formación cuya permeabilidad vertical es relativamente elevada (Ver figura 8).

Figura 7. Fracturas o fallas de una capa de agua (pozo horizontal).



Tomado de: Oil Field Review “control del agua”, Schlumberger, verano del 2000.

Figura 8. Conificación o formación de cúspide.



Tomado de: Oil Field Review “control del agua”, Schlumberger, verano del 2000.

Una capa de gel colocada por encima del cono puede resultar efectiva en lo que respecta a retardar el proceso de conificación. No obstante, para lograr efectividad, se requiere habitualmente un radio de colocación del gel de 15 m [50 pies] como mínimo, lo que a menudo limita la viabilidad económica del tratamiento.

Como alternativa con respecto a la colocación de gel, se puede perforar un nuevo pozo lateral cerca del tope de la formación, aumentando la distancia desde el contacto agua/petróleo y reduciendo la caída de presión, elementos ambos que

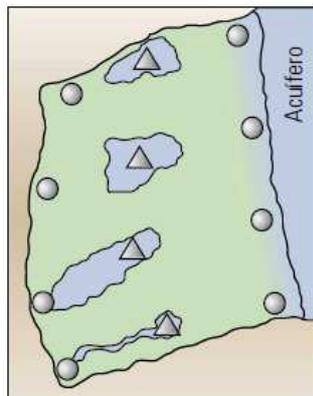
reducen el efecto de conificación. La aplicación de una técnica de producción de drenaje dual también puede ser un tratamiento efectivo

En los pozos horizontales, este problema se puede asociar con la formación de una duna (duning) o de una cúspide. En dichos pozos, puede ser posible al menos retardar la formación de la cúspide con una operación de cegado cerca del pozo que se extienda lo suficiente hacia arriba y hacia abajo, como en el caso de un CAP ascendente.

Barrido areal deficiente.

Este problema suele estar asociado con la heterogeneidad de la permeabilidad areal pobre o con la anisotropía (Ver figura 9); resulta particularmente severo en ambientes con canales de arena. Una solución es desviar el agua inyectada fuera del espacio poral ya barrido por medio de inyección continua de un elemento viscoso. Otra forma de acceder al petróleo no barrido es agregando tramos laterales de drenaje a los pozos existentes o mediante la perforación de pozos de relleno.

Figura 9. Barrido areal deficiente.

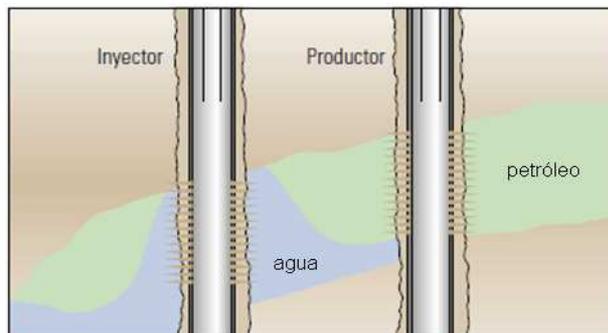


Tomado de: Oil Field Review “control del agua”, Schlumberger, verano del 2000.

Segregación gravitacional.

En capas prospectivas potentes, con buena permeabilidad vertical, el agua, proveniente de un acuífero o bien de un proyecto de inyección de agua, es segregada por gravedad y barre solamente la parte inferior de la formación (ver figura 10). El aislamiento de los disparos inferiores en los pozos de inyección o producción a menudo sólo tiene efectos marginales; en última instancia predomina la segregación por gravedad. Si se produce esta situación, los pozos de producción experimentarían conificación. Es improbable que los tratamientos con gel proporcionen resultados duraderos. Para acceder al petróleo no barrido puede resultar efectiva la perforación de pozos de drenaje laterales adicionales. Los fluidos de inundación viscosos energizados, la inyección de gas o la utilización alternada de ambas técnicas también puede mejorar la eficiencia de barrido vertical.

Figura 10. Capa con segregación gravitacional.



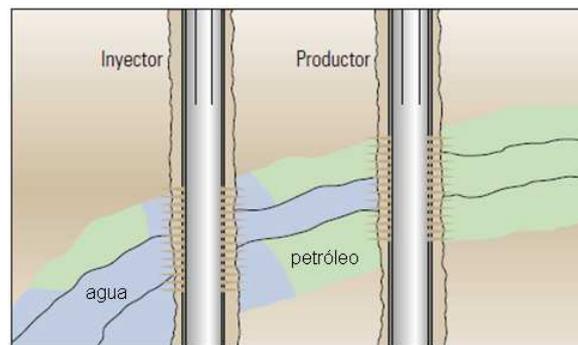
Tomado de: Oil Field Review "control del agua", Schlumberger, verano del 2000.

En los pozos horizontales, la segregación gravitacional puede ocurrir cuando el pozo se encuentra cercano al fondo de la zona productiva, o bien cuando se supera la tasa crítica de conificación local.

Capa inundada con flujo transversal.

El flujo transversal de agua puede existir en capas de alta permeabilidad que no se encuentran aisladas por barreras impermeables (ver figura 11). A diferencia del caso sin flujo transversal. La presencia de flujo transversal impide la implementación de soluciones que modifican los perfiles de producción o de inyección sólo en la zona vecina al pozo. La utilización de gel de penetración profunda puede proporcionar una solución parcial.

Figura 11. Capa inundada con flujo transversal.



Tomado de: Oil Field Review "control del agua", Schlumberger, verano del 2000.

En muchos casos, la solución consiste en perforar uno o más tramos laterales de drenaje para alcanzar las capas no drenadas. Los pozos horizontales completados en una sola capa no son proclives a este tipo de problema. Si un pozo sumamente inclinado está completado en múltiples capas, este problema puede ocurrir al igual que en un pozo vertical.

Para poder tratar un problema de control del agua es esencial conocer el problema específico. Los primeros cuatro problemas se controlan con relativa facilidad en el pozo o en las cercanías del mismo. En el caso de los dos problemas siguientes, fracturas entre inyectores y productores, o fracturas de una capa de agua, es necesario colocar geles muy penetrantes en las fracturas o las fallas. Los cuatro

últimos problemas no admiten soluciones simples y de bajo costo cerca del pozo, y requieren modificaciones en el completamiento o la producción como parte de la estrategia de manejo del yacimiento.

ANEXO 2

CALIDAD DE AGUAS PARA DIFERENTES USOS
DECRETO 1594 DE 1984, ARTICULOS 37, 40,41

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:

Referencia	Expresado como	Decreto 1594/1984, Artículo 40
Aluminio	Al	5
Arsénico	As	0,1
Berilio	Be	0,1
Cadmio	Cd	0,01
Zinc	Zn	2
Cobalto	Co	0,05
Cobre	Cu	0,2
Cromo	Cr+6	0,1
Flúor	F	1
Hierro	Fe	5
Litio	Li	2,5
Manganeso	Mn	0,2
Molibdeno	Mo	0,01
Níquel	Ni	0,2
Boro	mg/L	0,3-4,0
pH	Unidades	4,5 - 9,0
Plomo	Pb	5
Selenio	Se	0,02
Vanadio	V	0,1

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:

- a. Conductividad.
- b. Relación de absorción de sodio (RAS).
- c. Porcentaje de sodio posible (PSP).
- d. Salinidad efectiva y potencial.
- e. Carbonato de sodio residual.
- f. Radionucleídos.

Artículo 41: Los criterios de calidad admisibles para la destinación del recurso para uso pecuario, son los siguientes:

Referencia	Expresado como	Decreto 1594/1984, Artículo 40
Aluminio	Al	5
Arsénico	As	0,2
Boro	B	5
Cadmio	Cd	0,05
Zinc	Zn	25
Cobre	Cu	0,5
Cromo	Cr+6	1
Mercurio	Hg	0,01
Nitratos+Nitritos	N	100
Nitrito	N	10
Plomo	Pb	0,1
Contenido de sales	Peso total	3

ANEXO 3

CALIDAD DEL AGUA PARA RIEGO POR DIFERENTES AUTORES

VALORES PERMISIBLES PARA EL AGUA DE RIEGO Y PARA GANADO SEGÚN ANZECC 2000.			
	Unidad	limite máximo de agua para riego	limite maximo de agua para ganado
solidos totales disueltos (TDS)	mg/L	1200	8000
Bicarbonato	mg/L	-----	
pH	-----	5 - 6 unidades	-----
Cloruros	mg/L	700	-----
Sodio	mg/L	460	-----
Fluor	mg/L	2	2 a 4
SAR	-----	Aprox 10	-----

Tomado de: ANZECC,2000.

RANGOS PERMISIBLES DE METALES PESADOS EN AGUA PARA RIEGO			
Referencia	Largo plazo (100 años)	Corto plazo (20 años)	Carga contaminante acumulada en al suelo
	mg/L	mg/L	Kg/Ha
Aluminio	5	20	No determinado
Arsénico	0,1	2	20
Berilio	0,1	0,5	No determinado
Boro	0,5	Depende de tipo de cultivo	No determinado
Cadmio	0,01	0,05	2
Cromo	0,1	1	No determinado
Cobalto	0,05	0,1	No determinado
Cobre	0,2	5	140
Flúor	1	2	No determinado
Hierro	0,2	10	No determinado
Plomo	2	5	260
Litio	2,5 (0,075 si es utilizado en cultivos cítricos)	2,5 (0,075 si es utilizado en cultivos cítricos)	No determinado
Manganeso	0,2	10	No determinado
Mercurio	0,002	0,002	2
Molibdeno	0,01	0,05	No determinado
Níquel	0,2	2	85
Selenio	0,02	0,05	10
Uranio	0,01	0,1	No determinado
Vanadio	0,1	0,5	No determinado

Zinc	2	5	300
Fosforo	0,05	0,8 a 12	
Nitrógeno	5	25 a 125	
Tomado de: ANZECC,2000.			

ANEXO 4

CALIDAD DE AGUA PARA GANADO POR DIFERENTES AUTORES

RANGOS PERMISIBLES DEL AGUA PARA GANADO POR DIFERENTES AUTORES		
Referencia	Unidad	Limite máximo
Dureza	mg/L	No tiene efectos negativos ¹
Alcalinidad	mg/L	500 ¹
pH	Unidades	6 – 8 ²
Cloruros	mg/L	2000 ²
Sodio	mg/L	800 ¹
Calcio	mg/L	1000 ³
Magnesio	mg/L	500 ³
Nitratos	mg/L	400 ³
Nitritos	mg/L	30 ³
Sulfatos	mg/L	2000 ²
Aluminio	mg/L	5 ³
Arsénico	mg/L	0,5 ³
Berilio	mg/L	No determinado
Boro	mg/L	5 ³
Cadmio	mg/L	0,01 ³
Cromo hexavalente	mg/L	1 ³
Cobalto	mg/L	1 ³
Cobre	mg/L	1 ³
Flúor	mg/L	2 ³
Hierro	mg/L	17 ³
plomo	mg/L	0,1 ³
Manganeso	mg/L	10 ³
Mercurio	mg/L	0,002 ³
Molibdeno	mg/L	0,15 ³
Níquel	mg/L	1 ³
Selenio	mg/L	0,02 ³
Uranio	mg/L	0,2 ³
Vanadio	mg/L	0.1 largo plazo, 0.5 corto plazo ³
Zinc	mg/L	20 ³

1 Karen Dupchak, Evaluando la calidad del agua para el ganado.
2 Ricardo L Sager. Agua para bebida de bovinos INTA E.E.A San Luis. Reedición de la Serie Técnica N° 126. 2000. www.produccion-animal.com.ar.
3 ANZECC,2000.

ANEXO 5

COMPARACIÓN DE LOS PARÁMETROS ESTABLECIDOS POR EL DECRETO
1594/1984 VS RESULTADOS OBTENIDOS DEL ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DE
LAS AGUAS ASOCIADAS A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN DINA
TERCIARIOS Y DINA CRETACEOS

DECRETO 1594/1984 ARTICULO 40 VS RESULTADOS OBTENIDOS DEL ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DE LAS AGUAS ASOCIADAS A LA PRODUCCION DE PETROLEO EN DINA TERCIARIOS

Referencia	Unidades	Resultado Agua Dina Terciarios	Decreto 1594/1984, Articulo 40	Cumple o No cumple
Aluminio	mg/L	< 5,0	< 5	cumple
Arsénico	mg/L	< 0,1	< 0,1	cumple
Boro	mg/L	0,8	0,3-4,0	cumple
pH	unidades pH	7,4	4,5 - 9,0 Unidades	cumple
Cadmio	mg/L	0,04	< 0,01	No cumple
Cromo Hexavalente	mg/L	0,3	< 0,1	No cumple
Plomo	mg/L	< 0,1	< 5	cumple
Zinc	mg/L	1,8	< 2	cumple
Cobre	mg/L	0,3	< 0,2	cumple

DECRETO 1594/1984 ARTICULO 40 VS RESULTADOS OBTENIDOS DEL ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DE LAS AGUAS ASOCIADAS A LA PRODUCCION DE PETROLEO EN DINA CRETACEOS

Referencia	Unidades	Resultado Agua Dina Cretáceos	Decreto 1594/1984, Articulo 40	Cumple o No cumple
Aluminio	mg/L	<1	< 5	cumple
Arsénico	mg/L	<0,1	< 0,1	cumple
Boro	mg/L	0,6	0,3-4,0	cumple
pH	unidades pH	7,3	4,5 - 9,0 Unidades	cumple
Cadmio	mg/L	0,07	< 0,01	No cumple
Cromo Hexavalente	mg/L	0,1	< 0,1	cumple
Plomo	mg/L	<0,1	< 5	cumple
Zinc	mg/L	0,27	< 2	cumple
Cobre	mg/L	0,1	< 0,2	cumple

DECRETO 1594/1984 ARTICULO 41 VS RESULTADOS OBTENIDOS DEL ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DE LAS AGUAS ASOCIADAS A LA PRODUCCION DE PETROLEO EN DINA CRETACEOS

Referencia	Unidades	Resultado Agua Dina Cretáceos	Decreto 1594/1984, Artículo 41	Cumple o No cumple
Aluminio	mg/L	< 1	5	cumple
Arsénico	mg/L	< 0,1	0,2	cumple
Boro	mg/L	0,6	5	cumple
Cadmio	mg/L	0,07	0,05	No cumple
Zinc	mg/L	0,27	25	cumple
Cobre	mg/L	0,1	0,5	cumple
Cromo Hexavalente	mg/L	0,1	1	cumple
Mercurio	mg/L	10,7	0,01	No cumple
Nitratos+Nitritos	mg/L	5,7 - 5,8	100	cumple
Nitrito	mg/L	<0,1	10	cumple
Plomo	mg/L	< 0,1	0,1	cumple