

PROGRAMA DE TRATAMIENTO QUÍMICO PARA EL ASEGURAMIENTO DE LA
CALIDAD DEL AGUA COPRODUCIDA CON PETRÓLEO PARA SU INYECCIÓN -
ESTUDIO DE CASO EN CAMPO

NATHALIE DÍAZ MARTÍNEZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2013

PROGRAMA DE TRATAMIENTO QUÍMICO PARA EL ASEGURAMIENTO DE LA
CALIDAD DEL AGUA COPRODUCIDA CON PETRÓLEO PARA SU INYECCIÓN -
ESTUDIO DE CASO EN CAMPO

NATHALIE DÍAZ MARTÍNEZ

MONOGRAFÍA DE GRADO PRESENTADA COMO REQUISITO PARA OPTAR
AL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

DIRECTOR
ING. JORGE ENRIQUE FORERO SANABRIA
ING. QUÍMICO – UIS
MSC. INGENIERÍA QUÍMICA - UIS
MSC. INGENIERÍA EN INFORMÁTICA - UIS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2013

AGRADECIMIENTOS

A mi familia y prometido por su continuo apoyo durante los periodos intensos de trabajo para completar esta monografía.

Al Ingeniero Jorge Enrique Forero Sanabria, director de este trabajo de grado por su valiosa asesoría.

Al Ingeniero Jorge Enrique Forero Sanabria y al Ingeniero Jose Luis Velandia Patiño calificadores de este trabajo de grado por sus valiosos aportes, críticas, comentarios y sugerencias.

A la Universidad Industrial de Santander y a la Facultad de Ingeniería de Petróleos por permitirme la posibilidad de especializarme en el área de producción de hidrocarburos con el fin de liderar, formular y ejecutar proyectos para el sector energético colombiano actuando con un sentido de responsabilidad social, compromiso con las comunidades y el cuidado del medio ambiente.

A Clariant Colombia B.U. Oil & Mining Services por el apoyo y tiempo brindado para la realización de la especialización.

En memoria de mis abuelos.

RESUMEN

TITULO: PROGRAMA DE TRATAMIENTO QUÍMICO PARA EL ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD DEL AGUA COPRODUCIDA CON PETRÓLEO PARA SU INYECCIÓN. ESTUDIO DE CASO EN CAMPO.¹

AUTOR: NATHALIE DÍAZ MARTÍNEZ

PALABRAS CLAVES: tratamiento químico, agua coproducida con petróleo, inyección de agua

CONTENIDO:

Las empresas operadoras en diferentes partes del territorio colombiano producen miles de barriles de agua que se extraen de los campos petroleros durante el proceso de producción que son tratados para ser vertidos a algunas fuentes hídricas o reinyectados. En Colombia se produjo durante el mes de enero del año 2013 1.000.000 BOPD, barriles de petróleo por día, se estima que por cada barril que se produce de crudo se extraen entre cinco a diez barriles de agua y el costo de manejar grandes volúmenes de agua producida es un factor significativo en la rentabilidad del proyecto de producción del petróleo. Debido a que las empresas buscan minimizar los impactos al medio ambiente en la superficie por el vertimiento de agua a las fuentes hídricas, por estos días en el país se trabaja en proyectos para la inyección de esta agua coproducida a pozos disposal.

El presente trabajo de monografía define estrategias para el tratamiento del agua coproducida con petróleo para su inyección. Se describen los componentes del agua de formación y producción, las instalaciones típicas de superficie para el tratamiento del agua, los métodos de tratamiento químico comunes y métodos de diagnóstico disponibles para garantizar un tratamiento integral del agua coproducida con petróleo para su inyección. Se realizó un diagnóstico de un campo en estudio, describiendo la facilidad de producción, los problemas presentes y descripción del tratamiento químico del agua coproducida con petróleo para su inyección; el cual se validó mediante pruebas experimentales de laboratorio para realizar hallazgos de problemas y condiciones de proceso que afectan la calidad del agua en el sistema del tratamiento del agua coproducida con petróleo para su inyección.

Esta investigación se usará como base para posteriores pruebas de campo que respalden lo obtenido en la misma.

Monografía

Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Producción de Hidrocarburos. Director: ING. JORGE ENRIQUE FORERO SANABRIA.

SUMMARY

TITLE: OILFIELD CHEMICAL TREATMENT PROGRAM FOR INJECTION WATER QUALITY ASSURANCE. CASE STUDY.¹

AUTHOR: NATHALIE DÍAZ MARTÍNEZ

KEYWORDS: chemical treatment, oilfield water injection, produced water

SUBJECT:

The oil producers companies in different parts of Colombia generates thousands of barrels of water extracted from the oil fields during the production process that are treated for discharge to surface waters or reinjected. The average oil production in Colombia for January 2013 reached 1.000.000 barrels per day, it is estimated that for every barrel of oil produced are removed five to ten barrels of water and the cost of handling large volumes produced water is a significant project profitability oil production factor. Because oil & gas companies seek to minimize environmental impacts on surface water these days the national industry are working on projects for co-produced water injection to disposal wells.

This monograph defines strategies for oil co-produced water treatment for injection. It describes the formation water components and typical production facilities for surface water treatment, chemical treatment methods and diagnostic methods available to ensure a complete water treatment for injection. Also a diagnosis of a field case study is related showing the production facility, the water characterization, present problems and description of chemical water treatment for injection, which was validated by experimental testing laboratory in order to find problems and process conditions that affect water quality.

This research will be used as a basis for further field testing to support the obtained therein.

¹ Monograph to quality for Hydrocarbon Management Specialist Degree

¹ Universidad Industrial de Santander. Petroleum Engineering Faculty. Hydrocarbon Management Specialization. Director: ING. JORGE ENRIQUE FORERO SANABRIA|

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	17
2. ASPECTOS GENERALES	18
2.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	18
2.2. JUSTIFICACIÓN	18
2.3. OBJETIVOS	19
2.3.1.General	19
2.3.2.Específicos.....	19
2.4.MARCO DE REFERENCIA.....	20
3.MARCO TEÓRICO	25
3.1.EL AGUA DE FORMACIÓN.....	25
3.2.AGUA DE PRODUCCIÓN	27
3.3.CONSTITUYENTES Y PROPIEDADES DEL AGUA DE COPRODUCIDA CON PETRÓLEO	29
3.3. CALIDAD DEL AGUA DE PRODUCCIÓN PARA LA INYECCIÓN	41
3.4.AMENAZAS A LA CALIDAD DEL AGUA.....	43
3.5.SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE AGUA COMUNES EN CAMPOS PETROLEROS	45
3.6.REGULACIONES AMBIENTALES	48
3.7.INYECCIÓN DE AGUA	49
3.8.COSTOS OPERATIVOS ASOCIADOS A LA INYECCIÓN DE AGUA.....	51
3.8.1.Límite económico del agua coproducida.....	56
3.9.MÉTODOS DE TRATAMIENTO QUÍMICO.....	59
3.10. MÉTODOS DE MONITOREO Y PARÁMETROS DE CONTROL PRINCIPALES.....	60
3.10.1.Turbidez	60
3.10.2.Temperatura	60
3.10.3.Grasas y aceites	60
3.10.4.Sólidos totales disueltos.....	61
3.10.5.Potencial de hidrógeno - pH.....	62

3.10.6.Gravedad específica	62
3.10.7. Conductividad	62
3.10.8. Hierro	63
3.10.9. Alcalinidad.....	64
3.10.10.Dureza	64
3.10.11.Calcio	65
3.10.12.Magnesio	65
3.10.13.Bario.....	66
3.10.14.Estroncio	66
3.10.13.Gases corrosivos	67
3.10.14.Sulfatos	72
3.10.15.Sulfitos	73
3.10.16.Cloruros	73
3.10.17.Sodio.....	74
3.10.18.Nitratos.....	74
3.10.19.Bacterias	74
3.10.20.Corrosión e incrustaciones.....	75
4. ESTUDIO DE CASO EN CAMPO	76
4.1.DESCRIPCIÓN DE LA FACILIDAD DE PRODUCCIÓN.....	76
4.1.1Tratamiento del crudo	76
4.1.2.Tratamiento de agua	79
4.2.CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	87
4.3.DESCRIPCIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN EN EL CPF EN ESTUDIO	88
4.3.1 Rompimiento de la emulsión inversa	88
4.3.2. Coagulación	89
4.3.3. Floculación.....	89
4.3.4.Tratamiento del agua en decantadores	90
4.3.5.Tratamiento químico del agua de inyección.....	91
4.4.VALIDACIÓN DEL DIAGNÓSTICO DE CAMPO MEDIANTE PRUEBAS EXPERIMENTALES	92
4.4.1.Tratamiento de la emulsión inversa	93

4.1.2. Agua con alta carga de grasas y aceites para celdas de flotación.....	95
4.1.3. Tratamiento del agua en los decantadores y calidad del agua de retrolavados.....	96
4.1.4. Inhibición de oxígeno disuelto.....	97
4.1.5. Presencia de bacterias	99
4.1.6. Problemas en el tratamiento del agua en el CPF en estudio	101
5. PROGRAMA DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL AGUA COPRODUCIDA CON PETRÓLEO PARA LA INYECCIÓN	103
5.1.CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS	104
5.2.MONITOREO PERIÓDICO DE ASPECTOS FISICOQUÍMICOS	106
5.3.CONTROL DE LA EMULSIÓN INVERSA.....	107
5.4.CONTROL DE SÓLIDOS.....	108
5.4.1.Clarificación del agua.....	109
5.5.CONTROL MICROBIOLÓGICO	113
5.6.CONTROL DE LA CORROSIÓN	117
5.7.CONTROL DE INCRUSTACIONES	119
5.8.ESTUDIO ACTUAL DE EQUIPOS Y CAPACIDAD DE PLANTA.....	120
5.9.DIAGNÓSTICO INTEGRAL.....	123
6.CONCLUSIONES.....	126
7.RECOMENDACIONES	128
8.BIBLIOGRAFÍA	130

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Pozo inyector	20
Figura 2. Vertimiento al mar en Fujairah, Emiratos Arabes	22
Figura 3. Fuentes de contaminación de petróleo en los océanos	22
Figura 4. Contaminación de fuentes hídricas con petróleo	23
Figura 5. Contaminación de fuentes hídricas con petróleo en Colombia	24
Figura 7. Variación de la cantidad de fluidos de un yacimiento (agua, petróleo y gas) con el tiempo en un proceso de producción.....	26
Figura 8. Producción global de agua (Onshore y offshore).....	27
Figura 9. Planta de tratamiento de agua de producción	28
Figura 10. Propiedades y constituyentes primarios y del agua de formación	29
Figura 12. Agua con residual de aceite en un campo de producción.....	33
Figura 13. Muestra de agua de inyección a un pozo dispositor	41
Figura 14. Parámetros principales de calidad para el agua de inyección	42
Figura 15. Principales contaminantes del agua de inyección	43
Figura 16. Esquema de tratamiento del agua en algunos campos productores de petróleo colombianos.....	48
Figura 17. Inyección de agua para el recobro mejorado del petróleo	49
Figura 18. Aspectos de un sistema de tratamiento de agua	53
Figura 19. Porcentual costos relativos al ciclo del agua en una facilidad de producción de petróleo	54
Figura 20. Costos asociados al costo global del levantamiento e inyección de agua	55
Figura 21. Características del agua buena y el agua mala	56
Figura 22. Límite económico RAP del agua coproducida.	57
Figura 23. Límite económico y corte de agua	57
Figura 25. Escala pH	62
Figura 26. Corrosión en la superficie del acero por gases.....	67

Figura 27. Estándar de calidad de gases disueltos para mantener integridad de las líneas y facilidades.....	68
Figura 28. Comparación de métodos de determinación de oxígeno disuelto	70
Figura 29. Diagrama de flujo, tratamiento de crudo. CPF en estudio	78
Figura 30. Diagrama de flujo, tratamiento de agua. CPF en estudio	81
Figura 31. Celda de flotación por aire inducido.....	82
Figura 32. Componentes celda de flotación por aire inducido	83
Figura 33. Punto de inyección de polímero líquido y coagulante en la línea de agua de salida de las celdas de flotación	84
Figura 34. Filtros de cascarilla de nuez	84
Figura 35. Decantadores de 500 bbl.....	85
Figura 36. Emulsión inversa en el agua	88
Figura 37. Efecto del rompedor inverso en el agua	88
Figura 38. Adición de coagulante a diversas dosis en una prueba de jarras	89
Figura 39. Proceso coagulación-floculación en una celda de flotación.....	89
Figura 40. Polímero para el tratamiento del agua.....	90
Figura 41. Agua de retrolavados después de la adición de coagulante y floculante	91
Figura 42. Volúmenes de producción de agua en el CPF en estudio	92
Figura 43. Pruebas de demanda de rompedor inverso, CPF en estudio	93
Figura 44. Perfil de O/W en los puntos de control del sistema de tratamiento de agua.....	94
Figura 45. Perfil de la turbidez del agua en los puntos de control del sistema de tratamiento de agua	94
Figura 46. Calidad visual del agua de producción para la inyección a pozos SWD	95
Figura 47. Agua entrada celdas IAF - agua externa, CPF en estudio.....	95
Figura 48. Pruebas de jarras, CPF en estudio	96
Figura 49. Pruebas de inhibición de oxígeno, CPF en estudio	97
Figura 50. Pruebas de inhibición de oxígeno, CPF en estudio	98
Figura 51. Pruebas de monitoreo de cepas SRB y APB, CPF en estudio	99

Figura 53. Diagrama de Stiff del agua inyectada en un pozo inyector en Colombia	104
Figura 53. Contaminantes del agua de producción.....	106
Figura 54. Hidrocarburos en el agua de producción	107
Figura 55. Sólidos que sedimentan del agua de producción	108
Figura 56. Proceso de coagulación y floculación del agua	109
Figura 57. Proceso de coagulación.....	110
Figura 58. Proceso de floculación.....	112
Figura 59. Prueba de jarras	113
Figura 60. Tipos de biocida en la industria petrolera	116
Figura 61. Aspectos fisicoquímicos que generan corrosión.....	117
Figura 62. Depósito de incrustación.....	119
Figura 63. Tecnologías disponibles para el tratamiento del agua producida	121
Figura 64. Comparación de tecnologías de filtración	122
Figura 65. Aspectos claves para el manejo integral del agua de producción	123
Figura 66. Ciclo para el éxito de un programa de tratamiento químico.....	124
Figura 67. Aspectos claves del tratamiento químico del agua coproducida con petróleo	125

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Tamaño de partícula de algunos sólidos en el agua de producción	32
Tabla 2. Contenido de sal de diferentes tipos de agua	36
Tabla 3. Principales amenazas en los sistemas de inyección de agua.....	44
Tabla 4. Esquema de tratamiento de agua en las facilidades de producción de petróleo.....	46
Tabla 5. Tecnologías disponibles para el tratamiento de agua según capacidad de remoción por tamaño de partícula	47
Tabla 6. Costos asociados al tratamiento químico del agua, valores en Colombia	58
Tabla 7. Químicos comunes para el tratamiento químico del agua coproducida con petróleo.....	59
Tabla 8. Método de determinación de grasas y aceites.....	60
Tabla 9. Métodos para determinar sólidos en el agua de producción.....	61
Tabla 10. Métodos para determinar sólidos en el agua de producción.....	63
Tabla 11. Concentración del hierro y efecto en la corrosividad.....	63
Tabla 12. Método de determinación de alcalinidad.....	64
Tabla 13. Método de determinación de calcio	65
Tabla 14. Método de determinación de magnesio	65
Tabla 15. Método de determinación de bario.....	66
Tabla 16. Método de determinación de estroncio	66
Tabla 17. Corrosividad según la presión del CO ₂	68
Tabla 18. Método de determinación de oxígeno disuelto.....	69
Tabla 19. Concentración del oxígeno disuelto y sus efectos en la corrosividad. Alto corte de agua.....	70
Tabla 20. Concentración del oxígeno disuelto y sus efectos en la corrosividad. Bajo corte de agua.....	71
Tabla 21. Método de determinación de sulfatos	72
Tabla 22. Método de determinación de sulfitos	73

Tabla 23. Métodos para determinar cloruros en el agua de producción	73
Tabla 24. Nivel de corrosividad del acero según la concentración de sal.....	74
Tabla 25. Métodos para determinar nitratos en el agua de producción	74
Tabla 26. Propiedades fisicoquímicas del agua de inyección CPF en estudio	87
Tabla 27. Monitoreo cepas SRB del sistema de tratamiento de agua del CPF en estudio	100
Tabla 28. Esquema de análisis fisicoquímicos del agua coproducida con petróleo	106

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. DEMANDA DE ROMPEDOR INVERSO AGUA CPF EN ESTUDIO	138
ANEXO B. VERIFICACIÓN DESEMPEÑO COAGULANTE	142
ANEXO C. SEGUIMIENTO MICROBIOLÓGICO DE CEPAS SRB Y APB EN EL CPF EN ESTUDIO	155
ANEXO D. INYECCIÓN SECUESTRANTE DE OXÍGENO, CPF EN ESTUDIO	173
ANEXO E. PRUEBA DE INYECCIÓN SECUESTRANTE DE OXÍGENO	175
ANEXO F. SAFE DRINKING WATER ACT	182

INTRODUCCIÓN

En los campos petroleros colombianos durante el proceso de producción de petróleo se extraen miles de barriles de agua que son tratados para su vertimiento o inyección. Se estima que por cada barril que se produce de crudo se extraen entre cinco a diez barriles de agua y el costo de manejar grandes volúmenes de agua producida es un factor significativo en la rentabilidad de cualquier proyecto de producción del petróleo. La calidad del agua varía continuamente de acuerdo a los volúmenes de fluidos producidos por los pozos, a la composición disímil y por diversos factores operacionales variables durante el tratamiento mediante procesos mecánicos, térmicos y químicos.

Generalmente el agua coproducida con petróleo contiene contaminantes como hidrocarburos, sólidos disueltos característicos y generados por fenómenos de corrosión, incrustaciones y bacterias que pueden afectar la inyectividad del reservorio produciendo taponamiento y reduciendo la permeabilidad de la formación al agua.

Consecuentemente con lo anterior se requiere estructurar un programa de tratamiento químico diseñado sobre la base de la calidad del agua, teniendo en cuenta las fallas en el sistema de superficie que atenten contra su mantenimiento y la eficiencia de los tratamientos químicos. Para ello se busca desarrollar estrategias y tecnologías costo-efectivas en las facilidades de producción para asegurar que el agua sea tratada de forma óptima para la inyección disposal a la formación cumpliendo los parámetros establecidos en las normas de la industria y los estándares ambientales.

1. ASPECTOS GENERALES

PROGRAMA DE TRATAMIENTO QUÍMICO PARA EL ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD DEL AGUA COPRODUCIDA CON PETRÓLEO PARA SU INYECCIÓN. ESTUDIO DE CASO EN CAMPO

2.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los miles de barriles de agua que se extraen en varios campos petroleros en Colombia durante el proceso de producción son tratados y reinyectados; esta opción de disposición minimiza los impactos al medio ambiente generados por el vertimiento del agua a cuencas hídricas.

Los problemas derivados del alto contenido de agentes contaminantes como incrustaciones, bacterias, óxidos, sólidos, hidrocarburos y otros agentes químicos en el agua coproducida afectan el índice de inyectividad, la permeabilidad de las formaciones receptoras, la naturaleza de otras aguas subterráneas y la integridad de activos con el consecuente impacto económico. De acuerdo con lo anterior, las compañías operadoras y productoras de petróleo requieren estrategias y tecnologías costo-efectivas en las facilidades de producción para asegurar que el agua sea tratada de forma óptima para la inyección disposal a la formación.

2.2. JUSTIFICACIÓN

Esta monografía contempla desarrollar un programa de tratamiento químico para el aseguramiento de la calidad del agua coproducida con petróleo para su inyección. Se plantea analizar los requerimientos para generar las estrategias y escenarios de diseño, planeación, operación, mantenimiento, monitoreo, control y optimización de los tratamientos químicos del agua tomando un estudio de caso en campo apoyado en pruebas experimentales de laboratorio que se use como base para posteriores pruebas de campo que respalden lo obtenido en la misma.

2.3. OBJETIVOS

2.3.1. General

Desarrollar un programa de tratamiento químico para el aseguramiento de la calidad del agua coproducida con petróleo para su inyección. Estudio de caso en campo.

2.3.2. Específicos

- Realizar una revisión bibliográfica sobre literatura, investigaciones y estudios relacionados con las características, problemas de calidad y parámetros del agua coproducida con petróleo para su inyección.
- Describir los componentes del agua de formación y producción, las instalaciones de superficie para el tratamiento del agua, los métodos de tratamiento químico y métodos de diagnóstico disponibles para garantizar un tratamiento integral del agua coproducida con petróleo para su inyección.
- Realizar un diagnóstico del campo en estudio, relacionado con la caracterización, el proceso de tratamiento, problemas presentes y esquema de tratamiento químico del agua coproducida con petróleo para su inyección.
- Validar el diagnóstico de campo mediante pruebas experimentales de laboratorio para realizar hallazgos de problemas y condiciones de proceso que afectan la calidad del agua en los sistemas del tratamiento del agua coproducida con petróleo para su inyección.
- Definir estrategias para el tratamiento de agua coproducida con petróleo para su inyección.

2.4. MARCO DE REFERENCIA

En las operaciones de producción del petróleo este requiere esencialmente separarlo del agua y colocarlo dentro de especificaciones para su comercialización, lo cual se lleva a cabo en facilidades de superficie mediante una cadena de etapas en donde se deshidrata y el agua separada se dispone.

La recuperación en superficie del petróleo y gas de los yacimientos mediante tecnologías de bombeo y extracción también produce grandes volúmenes de agua con una calidad indeseable conocida como *agua coproducida*. El *agua coproducida* regularmente contiene grandes cantidades de sales disueltas, sólidos, hidrocarburos, metales traza y radionúclidos.

Figura 1. Pozo inyector



Fuente: la autora

Las empresas operadoras en diferentes partes del territorio colombiano producen miles de barriles de agua que se extraen de los campos petroleros durante el proceso de producción que son tratados para ser vertidos a algunas fuentes hídricas o reinyectados a pozos inyectores para la disposición del agua producida en las formaciones receptoras. En Colombia se produjo durante el mes de enero del año 2013 alrededor de 1'000.000 barriles de petróleo por día (BOPD), se estima que por cada barril que se produce de crudo se extraen entre cinco a diez

barriles de agua y el costo de manejar grandes volúmenes de agua producida es un elemento significativo en la rentabilidad de todo proyecto de producción del petróleo.

La producción de agua en los campos aumenta progresivamente por la entrada de nuevos pozos en operación y por la declinación natural de la producción de los campos aumentándose el corte de agua. El agua producto de la extracción y procesamiento del petróleo tiene generalmente tres destinos:

- Inyección al subsuelo para procesos de recobro mejorado del petróleo
- Inyección a pozos *disposal* para almacenamiento
- Vertimiento a fuentes hídricas

Las compañías productoras de petróleo y gas pueden elegir entre una serie de prácticas para la gestión y el tratamiento de agua producida, pero la inyección subterránea es la práctica más común, ya que requiere un menor tratamiento y es en general la opción menos costosa. Es así como en la industria petrolera no se cuenta con un completo sistema para el tratamiento del agua, las facilidades construidas en superficie tan solo están estructuradas para la recuperación del aceite residual y no se analiza el impacto de su disposición en las fuentes hídricas ni su impacto de contaminación de las fuentes subterráneas.

El agua es un subproducto significativo asociado con la exploración y la producción del petróleo y el gas. Esta agua, conocida como "agua coproducida," puede contener una diversidad de contaminantes. Si el agua coproducida no se trata según corresponde, estos contaminantes puede presentar un riesgo para la salud humana y el medio ambiente. El agua debe ser tratada y dispuesta de tal forma que no atente contra las regulaciones ambientales que muchas veces permiten la contaminación de otras fuentes de agua, un ejemplo de ello es el estándar común mundial de disposición de agua en alta mar de 30 ppm de hidrocarburos totales.

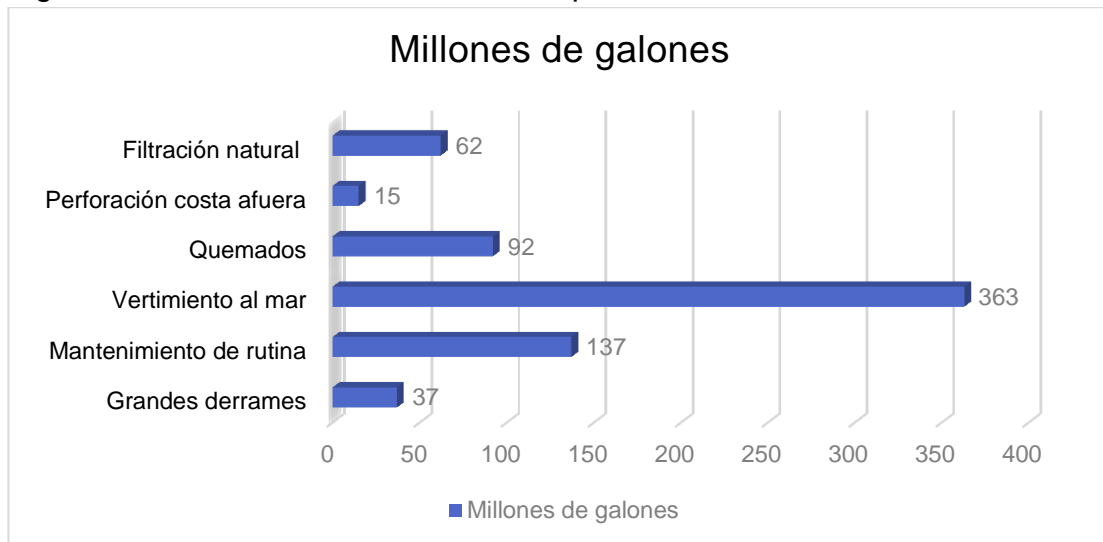
Figura 2. Vertimiento al mar en Fujairah, Emiratos Arabes



Fuente fotografía: <http://fujairahinfocus.blogspot.com>

Cuando se trata de la mezcla de aceite y agua, los océanos sufren mucho más que un derrame devastador ocasional. Los desastres siempre aparecen en los titulares de noticias, pero cientos de millones de galones de petróleo terminan en los mares cada año, en su mayoría de fuentes no accidentales. El siguiente gráfico de la NASA se muestra cuántos millones de galones de petróleo de cada fuente se encuentra en los océanos en todo el mundo cada año.

Figura 3. Fuentes de contaminación de petróleo en los océanos



Fuente fotografía: Seawifs NASA. Responsable NASA Oficial: Gene C. Feldman
http://seawifs.gsfc.nasa.gov/OCEAN_PLANET/HTML/peril_oil_pollution.html

En las operaciones offshore una gran cantidad de agua es descargada al mar, así que las operaciones de separación y remoción de contaminantes es crítica. A nivel mundial se tiene un límite máximo permisible de descarga de agua con 40 ppm de grasas y aceites.

En Colombia y otros países no se ejerce un control sobre la contaminación que las empresas generan: vertimiento de desechos a los cuerpos hídricos, desalojo de aguas calientes con rastros de componentes tóxicos, destrucción de aguas, afectación a la fauna y flora de bosques y selvas vegetales, etc.

Figura 4. Contaminación de fuentes hídricas con petróleo



Fuente fotografía: Campo Auca – Ecuador <http://www.google.com>

El agua producida puede tener diferentes impactos potenciales en función de donde se descarga. Debido a que las empresas buscan minimizar dichos impactos al medio ambiente en la superficie por el vertimiento de agua a las fuentes hídricas, por estos días en el país se trabaja en proyectos para la inyección de esta agua coproducida a pozos *disposal*.

Figura 5. Contaminación de fuentes hídricas con petróleo en Colombia



Fuente fotografía: Expediente www.prensalibrecasanare.com

Como otra opción que aún está en fase de prueba y que podría tener graves consecuencias, se llevan a cabo estudios para la reutilización del agua en proyectos agrícolas de recuperación de suelos, alimentación de ganado, o de producción de maderables o biocombustibles alternativa que no es viable emplearla como recurso usando tecnologías de separación y filtración, previas al sistema de osmosis inversa de alta recuperación porque el agua de formación después de muchos procesos de tratamiento no cumpliría con las características del agua para consumo animal o vegetal debido a su naturaleza química.

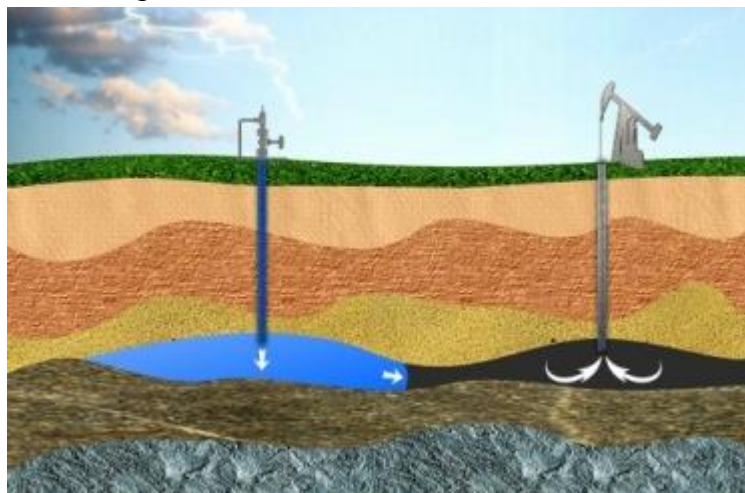
Muchas empresas petroleras con operaciones de explotación y producción en nuestro país deberían mediante el gerenciamiento del agua asociada a la producción, adaptar nuevas tecnologías, construir y ampliar las plantas de inyección de agua.

3. MARCO TEÓRICO

3.1. EL AGUA DE FORMACIÓN

Es el agua que se encuentra conjuntamente con el gas y el petróleo en las rocas de los yacimientos de hidrocarburos. Esta agua coproducida con el petróleo crudo proveniente de las formaciones geológicas tiene una naturaleza altamente salina, corrosiva e incrustante presentando diferentes concentraciones y cantidades variables de contaminantes como hidrocarburos dispersos y disueltos, sales minerales, sólidos disueltos característicos y generados por fenómenos de corrosión, gases disueltos, incrustaciones, bacterias, aditivos, sustancias tóxicas y radioactivas (NORM) que pueden contaminar las aguas subterráneas y reducir la inyectividad del reservorio produciendo taponamiento y reduciendo la permeabilidad de la formación al agua.

Figura 6. Inyección de agua a la formación

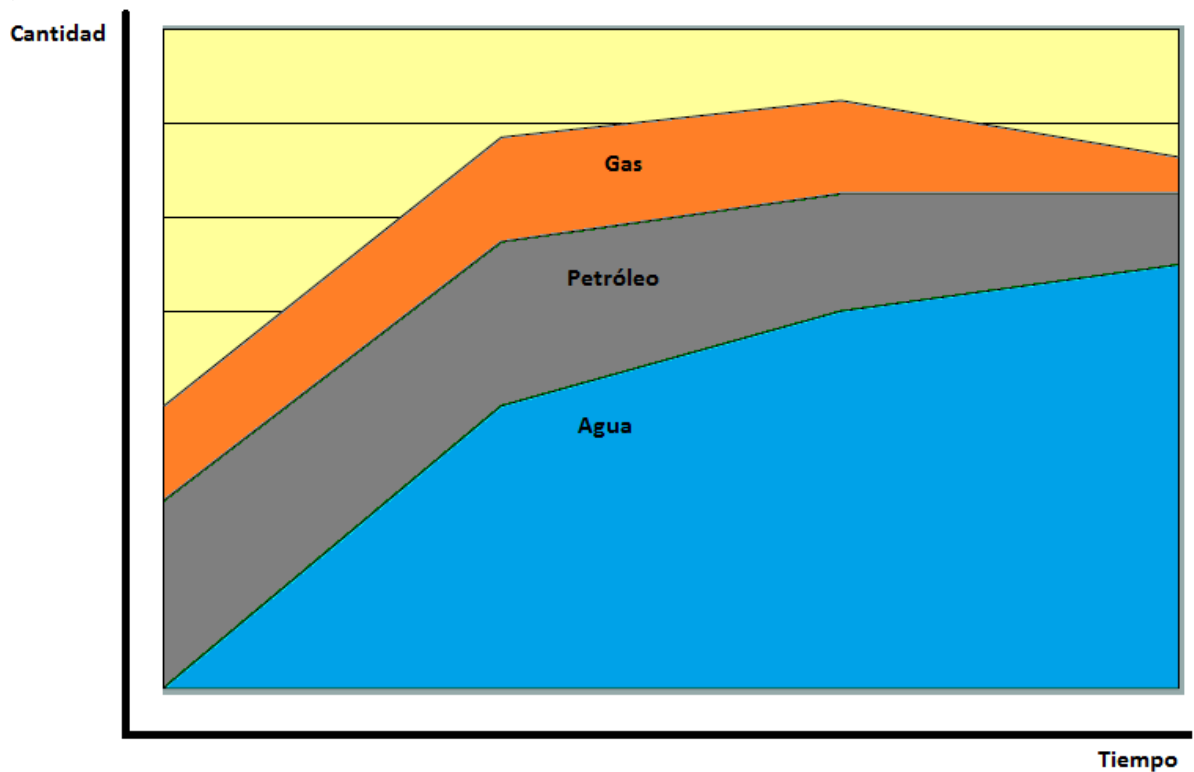


Fuente: <http://superioroilandgas.com>

La composición química del agua de formación es propia de cada yacimiento y varía continuamente en el tiempo, depende de parámetros como la mineralogía de la formación, las características físicas y termodinámicas del yacimiento, la mecánica de los fluidos y el tipo de componentes que se depositan.

La cantidad de agua producida se incrementa a medida que el petróleo y el gas se agotan en el yacimiento.

Figura 7. Variación de la cantidad de fluidos de un yacimiento (agua, petróleo y gas) con el tiempo en un proceso de producción



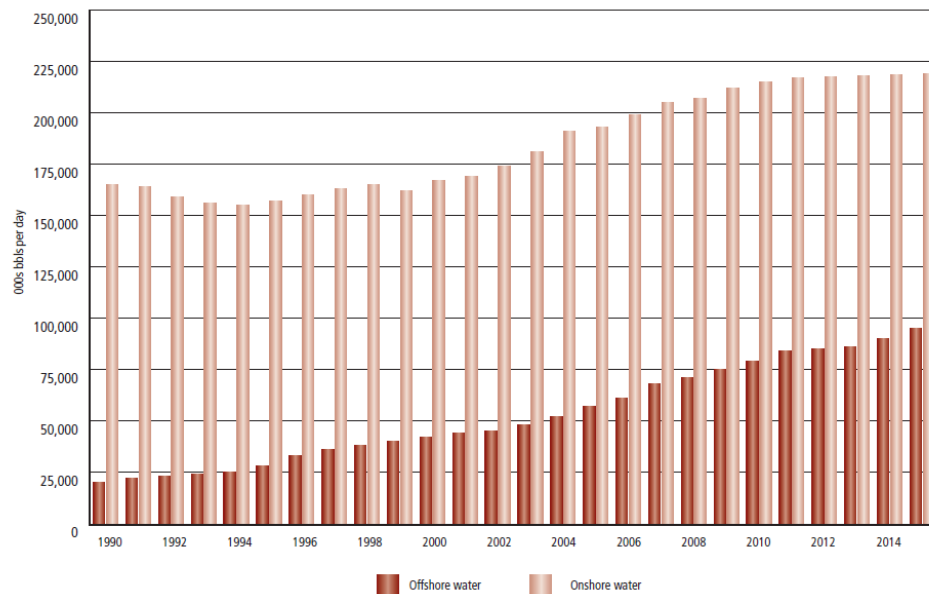
Fuente: NatcoGroup

3.2. AGUA DE PRODUCCIÓN

En el caso del agua producida, la mayor parte deberá considerarse como residuo y deberá ser eliminada luego de ser tratada de una manera que sea aceptable ambiental y económicamente. Esta necesita ser manipulada y tratada eficazmente para reducir al mínimo los costos de inyección o eliminación y cumplir con los requisitos ambientales.

La producción global de agua producida on-shore se pronostica que se encuentra actualmente en 220 billones de barriles al año¹. De acuerdo al American Petroleum Institute (API), cerca de 18 billones de barriles (bbl) de agua coproducida con petróleo se generaron en Estados Unidos en 1995 en operaciones on-shore. Se tiene un corte de agua de producción promedio de 70% en la industria petrolera mundial. Por lo menos 3 barriles de agua son producidos por cada barril de petróleo crudo en los yacimientos maduros (Khatib and Verbeek 2003). En Estados Unidos, el agua producida comprende el 98% de todos los residuos generados por la industria de exploración y producción de petróleo, en los campos maduros un promedio 10 bbl de agua es producida por cada barril.²

Figura 8. Producción global de agua (Onshore y offshore)



Fuente: Energy Files Ltd. (Dal Ferro y Smith 2007).

¹DAL FERRO, Benoit y SMITH, Michael. Global offshore and offshore water production. Douglas-Westwood Ltd. ²Magazine Oilfield Review - Schlumberger. Manejo de la producción de agua: de residuo a recurso. Spring 2000.

Para Colombia se tiene un estimado de 5'000.000 barriles de agua por día que se están produciendo en los campos petroleros teniendo en cuenta que en el tercer semestre del 2013 se produjeron alrededor de 1'000.000 de barriles de petróleo crudo. Ecopetrol produce en su operación directa cerca de 1.400.000 BWPD asociada al crudo extraído, equivalente a 4,9 bbl de agua por cada barril de crudo extraído.

Figura 9. Planta de tratamiento de agua de producción



Fuente: la autora

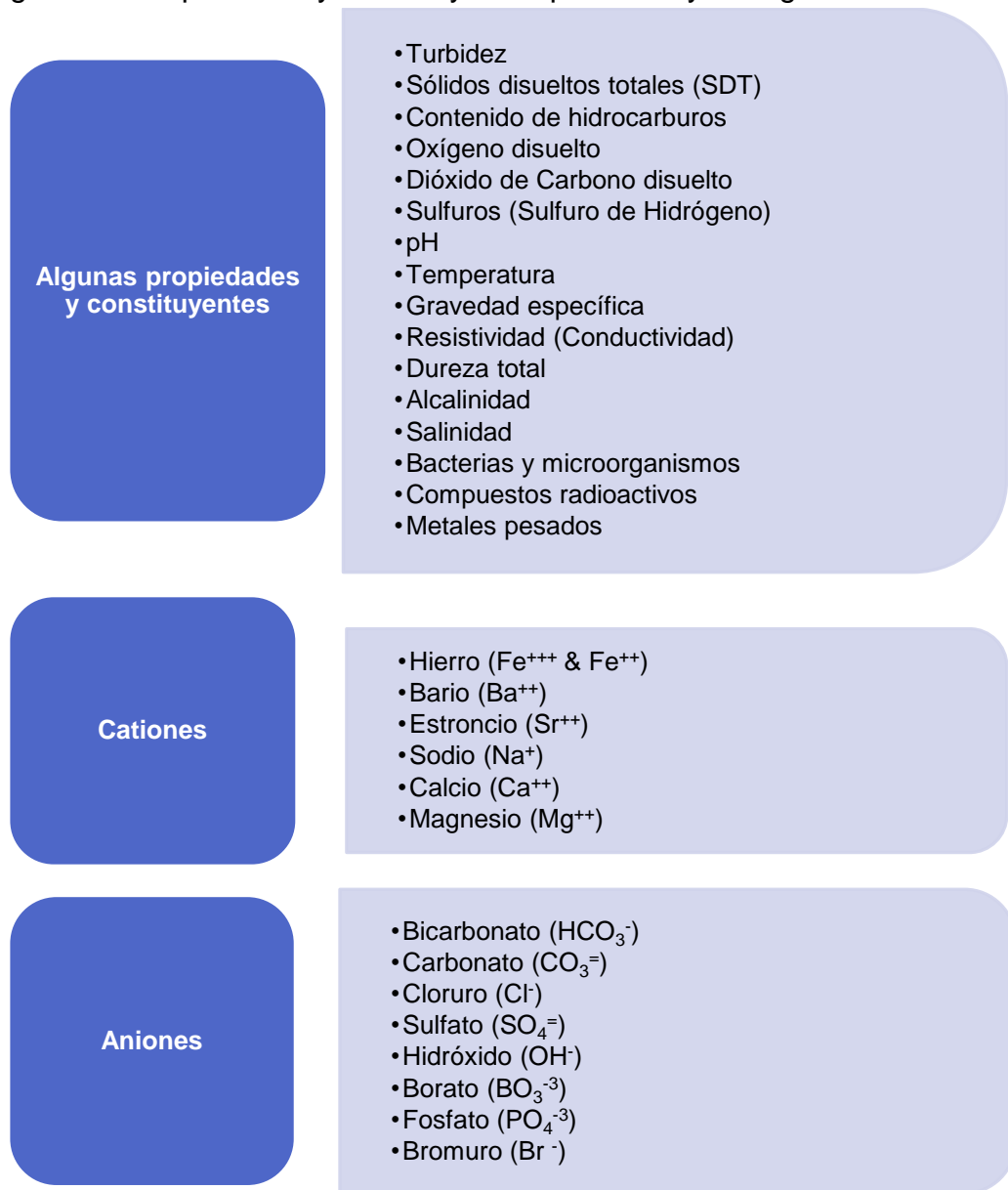
La calidad del agua a ser inyectada depende del carácter del depósito que va a recibir el agua. Para yacimientos fracturados y carbonatados, no hay ninguna restricción sobre la calidad del agua. Sin embargo, para la piedra arenisca u otras formaciones de baja permeabilidad, una remoción de sólidos de hasta 2 - 5 μm puede ser requerida. De lo contrario, será imposible para inyectar grandes volúmenes de agua producida por debajo de la presión de fractura de la formación para las longitudes de tiempo sustanciales entre workovers.

El agua producida no es un producto único. Las propiedades físicas y químicas del agua producida varían considerablemente dependiendo de la ubicación geográfica del campo, la formación geológica del yacimiento, y el tipo de hidrocarburo que se produce. Las propiedades del agua producidas y el volumen puede incluso variar a lo largo de la vida útil de un reservorio.

3.3. CONSTITUYENTES Y PROPIEDADES DEL AGUA DE COPRODUCIDA CON PETRÓLEO

Estas son las propiedades y constituyentes primarios y del agua de formación:

Figura 10. Propiedades y constituyentes primarios y del agua de formación



Fuente: la autora

3.1.1.1 Turbidez. Es el grado de dificultad que posee el agua para transmitir la luz a través de ella esto puede estar dado por material insoluble en suspensión, material fino o coloidal.

Figura 11. Muestra del agua de formación y producción de un campo petrolero



Fuente: la autora

Las unidades de medición son: unidad nefelométrica (NTU o UNF), la unidad de Jackson (JTU) y la unidad de formazina (FTU).

La turbidez del agua de formación y producción en un campo petrolero varía en todas las etapas del proceso de producción. El agua de formación en cabeza de pozo puede tener una turbidez menor o mayor a 20,000 NTU debido a que en su estado natural contiene hidrocarburos y otros sólidos disueltos que provocan su opacidad.

En la industria se utiliza este parámetro por su simplicidad especialmente para controlar calidad de agua en diferentes puntos de inspección de las plantas de tratamiento de agua.

3.1.1.2 Sólidos disueltos totales (STD). El agua producida puede contener sólidos precipitados, arena y limo, carbonatos, arcillas, productos de corrosión, y otros sólidos en suspensión de la formación. Las cantidades pueden variar desde insignificantes a una suspensión de sólidos. Los sólidos reducen la eficacia del proceso de deshidratación de crudo debido a que se acumulan en la interfase, en el proceso forman lodos aceitosos en equipos de producción y requieren remoción y eliminación periódica. Los sólidos inorgánicos cuando se inyectan a la formación producen un daño mecánicamente inducido.

En Colombia se tiene un estándar común de inyección de agua a pozos *disposal* con una cantidad límite de 20 mg/L en varias empresas operadoras, el cual debe utilizarse solo como guía general y su valor como orientativo más que como un criterio definitivo de calidad para un proyecto en particular. A nivel mundial se manejan valores de contenido de sólidos < 5-10 mg/L para plantas de tratamiento de agua que cuentan con mejores sistemas de remoción.

Los sólidos inorgánicos se componen por material liberado por la formación productiva y en menor proporción incrustaciones y productos de corrosión con tamaño variable.

Los sólidos orgánicos suspendidos son compuestos de naturaleza polar que contiene el agua que por efectos de la temperatura y el pH se pueden solubilizar. Normalmente son ácidos orgánicos, hidrocarburos aromáticos policíclicos, fenoles y volátiles. Estos hidrocarburos contribuyen a la toxicidad del agua de producción. Los más solubles son compuestos de bajo peso molecular como los ácidos carboxílicos entre C2 a C5, las cetonas y los alcoholes. Algunos son parcialmente insolubles en agua como los hidrocarburos C6 a C15 a bajas concentraciones como ácidos carboxílicos, fenoles, hidrocarburos aromáticos y alifáticos.

Los naftalenos, aromáticos BTEX y fenoles alquilados de bajo peso molecular son altamente tóxicos. Los asfáltenos son compuestos de difícil remoción por técnicas de filtración convencionales son altamente polares y forman grandes aglomerados.

El contenido de sólidos totales suspendidos (TSS en ingles Total Suspended Solids) del agua de inyección constituye un parámetro dentro del conjunto de especificaciones para su calidad.

El agua de inyección deseablemente debe contener sólidos en una concentración menor a 10 ppm con un tamaño de partículas menores a 3 μm .

Tabla 1. Tamaño de partícula de algunos sólidos en el agua de producción

Partícula	Tamaño (µm)
Arcillas	< 2
Limos	2 - 63
Arenas	63-2000
Sólidos inorgánicos	< 80
Sólidos orgánicos	4 - 6

Fuente: la

autora

Sólidos

disueltos:

Materiales sólidos que se disuelven totalmente en agua y pueden ser eliminados por filtración. La cantidad de solidos puede variar y alcanzar valores de hasta 300,000 ppm. Muchas de las aguas de producción contienen solidos suspendidos en el rango de 0,01 µm a 100 µm.

Sólidos sedimentables: Producto sedimentables y son eliminados en ese camino. Aquellos sólidos suspendidos en las aguas de producción que se depositan después de un cierto periodo de tiempo.

Sólidos suspendidos: Partículas sólidas orgánicas o inorgánicas que se mantienen en suspensión en una solución. Pueden ser óxidos, arcillas, arena, bacterias, carbonatos.

Sólidos totales: todos los sólidos en el de producción, incluyendo sólidos suspendidos y sólidos filtrables.

Sólidos de producción: Se componen de sólidos precipitados (incrustaciones), arena y limo, carbonatos, arcillas, productos de corrosión y otros sólidos en suspensión producidas a partir de la formación y de las operaciones de pozo.

3.1.1.3. Contenido de hidrocarburos. Los hidrocarburos son considerados como el mayor contaminante del agua de producción porque tienen un efecto tóxico en el punto de descarga (si es vertimiento) o pueden tapar las formaciones en donde se inyecta el agua en pozos SWD.

El aceite disperso en el agua consiste de pequeñas gotas suspendidas en la fase acuosa en forma de emulsión. El contenido de las aguas de formación varía en los diferentes yacimientos, pero puede contener entre 500 – 5000 ppm de hidrocarburos.

La presencia de estos hidrocarburos disueltos o emulsificados en el agua pueden causar algunos problemas en el momento de la reinyección. El aceite puede causar “bloques de emulsión” en la formación actuando como medios de

transporte para algunos sólidos como hierro o sulfuros y, por lo tanto, incrementando la posibilidad de taponamiento.

Figura 12. Agua con residual de aceite en un campo de producción



Fuente: la autora

Los factores que afectan la concentración del aceite disperso en el agua producida incluyen la densidad del aceite, la tensión interfacial entre la fase oleosa y acuosa, el tipo y eficiencia del tratamiento químico, el tipo, tamaño y eficiencia del equipo de separación mecánica. (Sli et al. 1999)

La cantidad de aceite límite que se debe inyectar en una formación dispositora de agua depende de las propiedades del aceite y de la salmuera, la distribución del tamaño de poro del sistema, la permeabilidad y humectabilidad de la formación. Basados en la experiencia general de la industria petrolera, un contenido de grasas y aceites menor a 5 ppm es tolerable para la inyección de agua con permeabilidades mayores que 20 – 30 mD.

Las gotas de aceite que precipitan en el agua tienen tamaños de partícula entre 4 – 6 μm , y los sistema de tratamiento típicos no remueven gotas de tamaño menor a 10 μm (Bansal and Caudle 1999).

3.1.1.4. Oxígeno disuelto. El oxígeno en el agua de producción es una de las mayores causas de la corrosión. Niveles de oxígeno disuelto > 5 ppb pueden ser corrosivos. El agua de producción puede contener valores mayores a 10 ppm en condiciones normales de presión, temperatura y salinidad. El hidróxido de hierro producto de la corrosión es depositado y puede causar taponamiento de la formación. El volumen de los productos de la corrosión, pueden ser sorprendentemente mayores y pueden causar un mayor daño en la inyectividad a la formación que la concentración de oxígeno que puede llegarse a encontrar.

El oxígeno forma oxi-sales con varios metales. El contenido de oxígeno de las rocas decrece con la profundidad. La solubilidad del oxígeno es una función primaria de la temperatura y la presión, y las aguas superficiales a condiciones ambientales pueden contener 7.63 ppm a 30 °C y 11,33 ppm a 10°C (Hem,1970).

El oxígeno disuelto es uno de los contribuyentes clave a la corrosión grave de las tuberías de inyección de acero. Además, el oxígeno estimula el crecimiento de bacterias que pueden provocar acumulaciones, producir sustancias dañinas y reducir aún más la producción de petróleo.

3.1.1.5. Dióxido de carbono disuelto. Influye en el pH, corrosividad y en la tendencia a formar incrustaciones de carbonato de calcio (CaCO_3). Aumenta la acidez del agua.

3.1.1.6 Sulfuros. La presencia de este incrementará su corrosividad. Los sulfuros disueltos existen en el agua como una mezcla de sulfuro de hidrógeno monovalente (HS^{-1}) y el gas sulfuro de hidrógeno H_2S .

3.1.1.7. pH. Es una medida de la naturaleza ácida o alcalina de la solución acuosa que puede afectar los usos específicos del agua. El pH es la medida de la concentración de iones hidrógenos, y se define como: $\text{pH}=\log(1/\text{H}^+)$. Es un factor que controla o incide en las interacciones entre el agua y la roca. El valor de pH de la mayoría de las aguas en las facilidades de producción de hidrocarburos presenta valores entre 4 y 8. El rango aceptable del agua de producción que se inyecta a los pozos es comúnmente pH 6,5 a 8,5. La solubilidad del CaCO_3 y de los compuestos de hierro son altamente dependientes del pH, si este es $< 6,5$ el agua es ácida y puede causar corrosión. Si el pH es $> 8,5$ es básica y puede formar la formación incrustaciones.

3.1.1.8. Temperatura. La temperatura del agua de formación que sale a la superficie presenta un rango entre 32 a 73 °C. La temperatura de los yacimientos es una función de la profundidad. Las temperaturas de las aguas producidas reflejan la temperatura del yacimiento, la tasa de flujo, la geometría del agujero del pozo, la temperatura ambiente y el método de procesamiento en la superficie. En el punto de eliminación las aguas producidas tienen todavía temperaturas elevadas.

La temperatura del agua, también es un parámetro muy importante en un proceso de reinyección, ya que esta afecta los mecanismos por medio de los cuales se

forman las incrustaciones, además altera el valor del pH y la gravedad específica del agua, lo mismo que la solubilidad de los gases en el agua.

3.1.1.9. Gravedad específica. La gravedad específica del agua es un indicativo de la cantidad de sales disueltas en el agua.

Existen correlaciones que proporcionan la densidad del agua de formación, a las condiciones estándar, como una función de los sólidos totales disueltos. La densidad a condiciones de yacimiento puede aproximarse dividiendo la densidad del agua a condiciones estándar entre el factor de volumen del agua de formación.

3.1.1.10. Resistividad. El flujo de corriente eléctrica en el agua es función del número de iones disueltos en ella.

3.1.1.11. Conductividad. Es una expresión numérica de la habilidad de una solución acuosa de permitir el paso de la corriente eléctrica. La conductividad es el recíproco de la resistividad. Es afectada por la temperatura.

3.1.1.12. Dureza total. La dureza total se debe a la presencia de sales de calcio, hierro y magnesio fundamentalmente.

3.1.1.13. Alcalinidad. La alcalinidad es una medida de la capacidad para neutralizar ácidos. Contribuyen a la alcalinidad la presencia de iones de bicarbonato (HCO_3^-), carbonatos (CO_3) e hidróxilos (OH^-), pero también silicatos, boratos, amoníacos, fosfatos y bases orgánicas; los cuales son minerales alcalinos que pueden ser neutralizados por ácidos.

La alcalinidad total también llamada alcalinidad "M", es la que se produce y origina a un pH sobre el punto final de anaranjado de metilo de aproximadamente 4.2 a 4.4 y mide todos los iones hidróxidos, carbonatos y bicarbonatos.

3.1.1.14. Salinidad o índice de Langelier "LS". La materia mineral disuelta en la mayor parte de las fuentes de agua, consiste básicamente en calcio y magnesio en sus formas de bicarbonato, cloruros y sulfatos. La primera imparte una dureza carbonatos y la segunda no carbonatos, además se encuentran gases disueltos como CO_2 y O_2 .

Si $\text{LS} = 0$, No hay corrosión ni incrustación.

$\text{LS} > 0$, Hay sobresaturación de carbonato de calcio, tendencia incrustante.

$\text{LS} < 0$, Hay tendencia a la corrosión.

El contenido de sal en el agua varía con el ambiente. El agua de formación presenta un amplio rango de salinidad. Como referencia podemos ver otros tipos de agua:

Tabla 2. Contenido de sal de diferentes tipos de agua

Tipo de agua	Localización	Salinidad (ppm)
Agua dulce	Depósitos lacustres y fluviales	< 2
Agua de mar	Sedimentos marinos	35
Depósitos evaporíticos	Agua intersticial	35 a 350
Agua de formación	Yacimientos petrolíferos	7 - 270

Tomado de: Warren EA y Smalley PC (eds): North Sea Formation. Water Atlas. Londres: The Geological Society of London Memoir 15 (1994)

El agua de producción tiene un contenido de sales típicamente entre 100 a 350,000 ppm.

3.1.1.15. Bacterias. La biocorrosión es un problema de la industria de los hidrocarburos, cuya infraestructura es en gran parte metálica. Los microorganismos tienden a acumularse y a crecer en toda la batería de producción.

La corrosión microbianamente inducida del acero resulta en deterioro de las facilidades y genera altos costos de mantenimiento. Se puede producir corrosión aerobia o anaerobia. Las superficies del hierro o acero actúan como un sustrato para poblaciones de bacteria que forman biocapas. Debido al consumo de oxígeno por los organismos aeróbicos, las biocapas son altamente anaeróbicas a la superficie del metal, el cual crea un nicho para el crecimiento de bacterias anaeróbicas.

Las bacterias comunes en los campos petroleros son las sulfatorreductoras SRB que se llaman así porque producen ácido sulfhídrico (H₂S), elemento corrosivo y peligroso para la salud que, poco a poco, va desgastando las superficies metálicas; y también las ácido productoras APB que remueven las películas protectoras de las tuberías causan que el pH disminuya significativamente a niveles entre 3,5 a 5,5.

Cabe destacar, que los efectos microbiológicos más importantes ocurren en las plantas de tratamiento de agua en donde los microorganismos viven en depósitos biológicos (biopelículas).

Las bacterias son causantes de corrosión en equipos y líneas. También taponan el sistema restringiendo así el flujo de agua, restando eficacia al proceso de inyección.

Problemas causados por las bacterias

1. Incremento en la frecuencia de fallas por corrosión.
2. Incremento en las concentraciones de H_2S .
3. Acidificación del reservorio.
4. Decremento rápido de la producción de los pozos.
5. Aparición de incrustaciones metálicas.
6. Fallas en el equipo de fondo o de levantamiento artificial debido a depósitos de sulfuro metálico.
7. Intercambio de calor ineficiente.
8. Agua negra.
9. Sulfuro de hierro en líneas de conducción de gas.
10. Taponamiento de filtros.
11. Caída en las tasas de inyección de agua o gas.

3.1.1.16. Compuestos radioactivos. El Radio 266 y el Radio 228 son dos elementos presentes en el agua de formación, como resultado de la descomposición de uranio y torio presentes en las rocas de formación productoras de petróleo (Reyes y Ajamil, 2005b). Un estudio hecho por el Instituto Americano de Petróleo (API) en 1989 identificó material radiactivo gamma en un 42% de los niveles naturales (Reyes y Ajamil, 2005b).

El hecho que el Radio (Ra) tenga propiedades químicas similares al Ba^{++} , Sr^{++} y Ca^{++} lo hace particularmente susceptible a co-precipitar con sus incrustaciones. El Ra tiene cuatro isótopos de los cuales el isótopo 226 Ra es radiactivo.

Se han encontrado dos formas de presentación de N.O.R.M. (JPT – Augusto – 1988 – I. Saldrán 1057/1060)

a) Como incrustación dura contenido 10 ppm 226 Ra y actividad específica entre 100-1000 Bq/g [2,7 – 27 $\mu Ci/g$]

b) Como granos decantados en tanques y separadores y actividad 5 – 50 Bq/g [0,13 – 1,3 $\mu\text{Ci/g}$]

3.1.1.17 Metales pesados. El metal pesado primario en el agua producida es el bario, pero pueden presentarse vestigios de cadmio, arsénico, cromo, plomo, mercurio, selenio, vanadio y zinc,

3.1.1.18. Hierro (Fe^{+++} & Fe^{++}). Es un ion insoluble y el contenido de éste en aguas de formación es mínimo, por lo tanto su presencia indica corrosión. Puede estar presente en soluciones férricas (Fe^{+++}) o ferrosas (Fe^{++}) o puede estar en suspensión como un compuesto férrico precipitado. La presencia de este último es la mayor causa de taponamiento. El hierro también se combina con los sulfatos y materias orgánicas (a veces en medio ácido) para formar un lodo férrico. La presencia de hierro disuelto o en suspensión (total) en los fluidos de un sistema puede ser un indicio de corrosión.

3.1.1.19. Bario (Ba^{++}). 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.

3.1.1.20. Estroncio (Sr^{++}). Así como el bario y el calcio éste puede combinarse con los iones de sulfato para formar el sulfato de estroncio que también es insoluble, aunque más soluble que el sulfato de bario. Suele encontrarse en incrustaciones mezclado con sulfato de bario.

3.1.1.21 Sodio (Na^{+}). Es el catión más abundante en las salmueras de yacimientos petrolíferos.

3.1.1.22. Calcio (Ca^{++}). Es uno de los mayores constituyentes en el agua de formación. El calcio se combina con los iones de bicarbonato, carbonato, o sulfato para formar incrustaciones adherentes insolubles o sólidos suspendidos.

3.1.1.23. Magnesio (Mg^{++}). Los iones magnesio se presentan solamente en bajas concentraciones. Tienden a adherirse al carbonato de calcio (CaCO_3) para precipitarse junto con el calcio y formar incrustaciones que taponan la formación. Los iones de sulfato que se ligan al magnesio no forman incrustaciones.

3.1.1.24 Bicarbonato (HCO_3^-). Es un producto directo de la disolución del carbonato por agua con exceso de oxígeno, por la reducción del sulfato y/o

fermentación del metano. Es importante para determinar la tendencia del carbonato de calcio para formar incrustaciones.

2.1.1.25. Carbonato (CO_3^-): Puede reaccionar con el calcio, magnesio, hierro, bario y estroncio para formar incrustaciones insolubles. El ion carbonato raramente se encuentra en aguas de formación porque el pH es usualmente muy bajo (menor a 8.3).

2.1.1.26. Cloruro (Cl^-): El principal problema asociado con el ion cloruro es que la corrosividad del agua aumenta cuando ésta se vuelve más salada. Es uno de los componentes principales de las salmueras.

2.1.1.27. Sulfatos (SO_4^-): Son un gran problema porque tienen la habilidad de reaccionar con el calcio, bario o estroncio para formar incrustaciones cristalinas insolubles. Además sirven como “alimento” para las bacterias SRB que pueden llevar a la formación de H_2S en el yacimiento.

2.1.1.28 Hidróxido (OH^-): En general, los hidróxidos de cationes solubles poseen enlaces iónicos y son solubles. Existe hidróxido férrico, hidróxido de magnesio, hidróxido de calcio, hidróxido de sodio. Estos aumentan la alcalinidad del agua haciéndola más corrosiva. Según las condiciones de temperatura se depositan junto con los carbonatos formando incrustaciones con el calcio, magnesio, estroncio o bario. Los hidróxidos junto con los bicarbonatos, carbonatos y los sulfitos aumentan en pH del agua de formación.

2.1.1.29. Boro (B). Está presente en las aguas de formación y producción en concentraciones mayores a 100 ppm. Se encuentra como ácido bórico, boratos orgánicos e inorgánicos. Puede precipitar como boratos de calcio y magnesio insolubles.

2.1.1.30. Fosfato (PO_4^{-3}): Se tiene fosfato en las aguas de formación y producción en varias formas H_3PO_4 , H_2PO_4^- , HPO_4^{2-} , and PO_4^{-3} .

2.1.1.31. Bromuro (Br^-): Es muy soluble en agua. El contenido de este ion en el agua de formación es un indicativo de salmueras que se originaron por evaporación de agua de mar o aquellas formadas por la disolución de minerales evaporíticos.

2.1.1.32. Índices de estabilidad (poder incrustativo o corrosivo del agua)

Índice de Langelier: Es una medida del grado de saturación del carbonato de calcio en el agua, el cual se basa en el pH, alcalinidad y dureza.

LI>0	• Agua con tendencia incrustante
LI=0	• Agua neutra
LI<0	• Agua corrosiva

Fuente: Autora

Para el agua del separador general con el agua proveniente de los pozos C3 y C5 el índice de Langelier de 6,4 es positivo, el carbonato de calcio puede precipitar y formar incrustaciones.

Índice de Ryznar: Similar al índice de Langelier y basado en los mismos parámetros. Si el índice de Ryznar tiene un valor de 6.2 o menor, el agua tiene tendencia incrustante, con un índice de 6.2 a 6.8 la incrustación no ocurre. Cuando el valor aumenta a valores superiores de 6.8 a 8.5, se incrementa el problema de la corrosión.

RI<5.5	• Agua con alta tendencia incrustante
RI=5.5 a 6.2	• Agua con tendencia incrustante
RI=6.2 a 6.8	• Agua neutra
RI=6.8 a 8.5	• Agua corrosiva

Fuente: Autora

Para el agua del separador general con el agua proveniente de los pozos C3 y C5 el índice de Ryznar es menor de 5.5 por lo tanto tiene una tendencia fuertemente incrustante.

3.3. CALIDAD DEL AGUA DE PRODUCCIÓN PARA LA INYECCIÓN

Con el advenimiento de la inyección de agua a gran escala a finales de 1940, se le dio mayor importancia a la calidad del agua de producción. En 1960 la calidad del agua fue una meta de todos los que realizaban inyección de agua como un mecanismo de recuperación mejorada de petróleo, o simplemente para almacenamiento subterráneo. En 1970 la primera Ley del Agua Limpia se estableció en los Estados Unidos. Al igual que esta Ley a nivel internacional se crearon estándares para producir agua más limpia.

La calidad del agua se refiere a aquellas propiedades del agua que causan efectos en las facilidades de superficies, pozos y yacimientos. Cada empresa productora de petróleo especifica los indicadores aceptables de calidad del agua para un proceso de inyección ya que esto varía con las características propias de cada yacimiento.

Figura 13. Muestra de agua de inyección a un pozo dispositor



Fuente: la autora

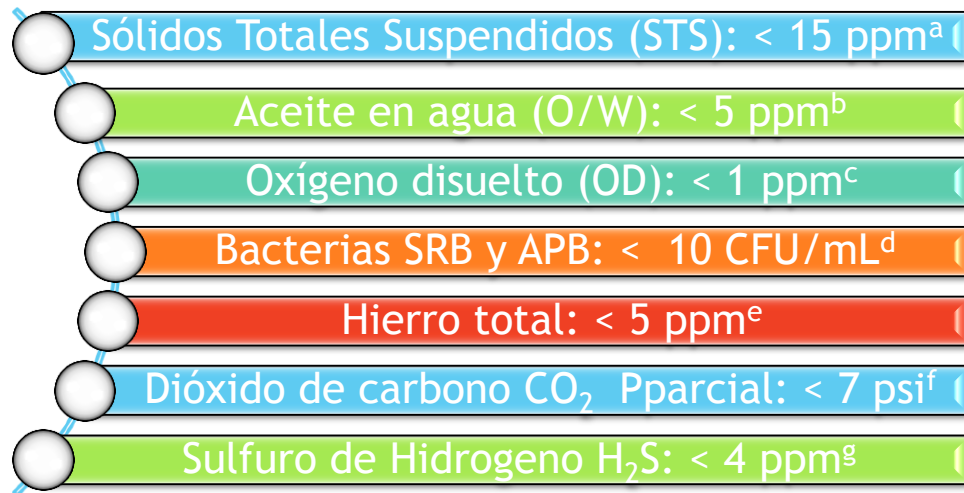
Desde el punto de vista operacional de un sistema de inyección de agua se tienen las siguientes metas:

1. Cumplir con los parámetros de calidad para inyectar agua.
2. Preservar la integridad de los activos, garantizar el flujo en líneas, equipos de tratamiento, sistema de inyección a pozos).
3. Contribuir a la optimización de la producción de petróleo en los campos.

Se debe garantizar que el agua reinyectada sea compatible con la formación receptora y que no causará otros problemas, como depósitos de residuos minerales y corrosión en pozo ni daño en el yacimiento.

A continuación se listan los parámetros principales de calidad para el agua de inyección adoptados en algunos campos de producción en Colombia y de los pocos que se tienen en cuenta:

Figura 14. Parámetros principales de calidad para el agua de inyección



- a. Estándar de inyección promedio en las empresas operadoras y productoras petroleras en Colombia
- b. Estándar de inyección promedio en las empresas operadoras y productoras petroleras en Colombia
- c. L. W. Jones, Corrosion and Water Technology (Tulsa, OK:OGCI, 1992), p. 20.

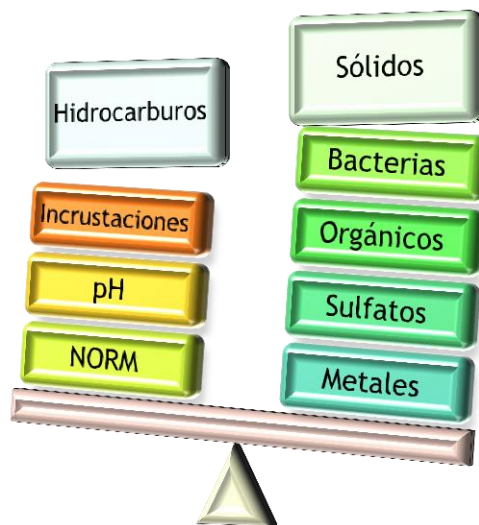
- d. Estándar de inyección común en las empresas operadoras y productoras petroleras en Colombia
- e. NACE RP 0192-98: "Monitoring Corrosion in Oil and Gas production with iron counts"
- f. H. Byars, Corrosion Control in Petroleum Production, 2nd ed. (Houston, TX: NACE, 1999)
- g. Department of Transportation. CFR492. Vol. 3. Part 192. "Transportation of Natural and other Gas by Pipeline: Minimum Federal Safety Standards" 192.475. Oct 1 2001. Washington D.C.

3.4. AMENAZAS A LA CALIDAD DEL AGUA

Los factores principales responsables de la disminución en la calidad del agua son los siguientes: sólidos, concentración de grasas y aceites, presencia de microorganismos, gases corrosivos e incrustaciones y otros compuestos que deben tratarse en las diferentes etapas. Estos factores son los que normalmente se controlan por medio de un programa de tratamiento químico que tenga como meta reducir los efectos adversos sobre el agua tratada, los equipos y tuberías de las facilidades y el sistema de inyección hacia los pozos receptores.

Para los productores de petróleo es muy importante el manejo de la producción de agua porque incide totalmente en los costos operativos de procesos como la separación, filtrados, bombeo e inyección.

Figura 15. Principales contaminantes del agua de inyección




Fuente: la autora

En la tabla 3 se describen las clases de amenazas, sus características y los problemas que ocasionan en los sistemas de tratamiento de agua para la inyección y en la formación.

Tabla 3. Principales amenazas en los sistemas de inyección de agua

Amenaza	Características	Problemas	
Sólidos totales suspendidos (STS) 	<p>Presentes en el agua de inyección, constituyen un parámetro dentro del conjunto de especificaciones para la misma. Los sólidos en el agua de formación son materia suspendida o disuelta como sólidos finos, arcillas, arenas, limos, bacterias, carbonatos, productos de la corrosión, precipitados, incrustaciones, sólidos orgánicos e inorgánicos. Los TDS de las aguas de formación varían entre 0 a 460,000 ppm.</p> <p>Tienen tamaños de partículas como:</p> <p>Arcilla: < 2 μm</p> <p>Limos: 2 - 63 μm</p> <p>Productos de corrosión e incrustaciones: < 80 μm</p> <p>Arenas: 63 - 2000 μm</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Generación de borras ▪ Taponamiento ▪ Corrosión ▪ Reducción permeabilidad ▪ Pérdida inyectividad ▪ Daños mecánicos ▪ Acumulación de sólidos en el medio poroso 	
Hidrocarburos 	<p>En todas las etapas de tratamiento del agua posterior a la separación del petróleo aún se presentan hidrocarburos disueltos alifáticos y aromáticos residuales.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Generación de borras ▪ Formación de Sludge ▪ Taponamiento ▪ Reducción permeabilidad ▪ Pérdida inyectividad 	
Gases disueltos 	CO₂	<p>Es un gas que se encuentra presente en algunos yacimientos petrolíferos. Cuando el CO₂ se disuelve e ioniza el agua forma ácido carbónico (disminuyendo el pH) el cual es muy corrosivo. La concentración de este gas depende de la presión, temperatura, concentración de sales disueltas y del pH.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Corrosión en las tuberías de flujo (Pitting, localizada o generalizada).
	O₂	<p>Es el gas de mayor potencial para la corrosión. El oxígeno disuelto causa corrosión.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Corrosión en las tuberías de flujo ▪ Oxidación de hidrocarburos residuales ▪ Crecimiento bacterias aeróbicas
	H₂S	<p>Puede estar presente en sistemas de agua de formación como un resultado del metabolismo de bacterias SRB. Es muy soluble en el agua. La concentración de este gas depende de la presión, temperatura y del pH, de la presión parcial.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Corrosión ácida bajo tensión o por picadura en las tuberías de flujo
Bacterias 	<p>En el agua proveniente de los yacimientos se encuentran poblaciones bacterianas que se desarrollan formando una conformación bioorgánica denominada como biofilm, la cual impulsa procesos localmente corrosivos. En el agua se encuentran bacterias aeróbicas y anaeróbicas, principalmente cepas bacterias SRB y APB. También se observa crecimiento de algunas especies de algas y hongos.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Taponamiento por biomasa y subproductos de su metabolismo ▪ Generación H₂S (SRB) ▪ Corrosión MIC ▪ Pérdida inyectividad ▪ Daño a la formación 	
Incrustaciones	<p>Precipitación de minerales presentes en el agua de formación por un cambio de temperatura o presión, liberación de gas, modificación del pH o saturación del agua o mezcla con aguas incompatibles. Comúnmente son:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Carbonato de calcio CaCO₃. ▪ Sulfato de bario BaSO₄. ▪ Sulfato de calcio CaSO₄. ▪ Sulfato de estroncio SrSO₄. 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Taponamiento ▪ Reducción del flujo ▪ Reducción permeabilidad ▪ Reducción de la porosidad ▪ Daño a la formación 	

	<p>La precipitación de depósitos de incrustaciones minerales insolubles es un acontecimiento común durante la producción relacionada con el agua cuando el pH.</p>	
---	--	--

Fuente: la autora

3.5. SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE AGUA COMUNES EN CAMPOS PETROLEROS

Normalmente en las plantas de tratamiento de agua para la inyección el acondicionamiento del agua se lo efectúa básicamente, retirando el aceite gravitacionalmente, realizando procesos de filtración y decantación para eliminar los sólidos totales suspendidos, hidrocarburos y contaminantes mediante métodos mecánicos y tratamiento químico.

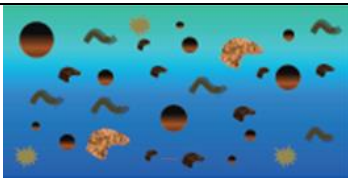
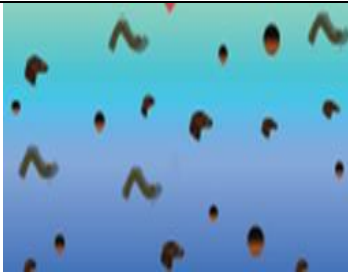


Las instalaciones de superficie típicas en las facilidades de producción de hidrocarburos comprenden separadores primarios, de petróleo, agua y gas; sistemas para la remoción de impurezas remanentes de petróleo del agua, sistemas de filtración de sólidos, además de tratamientos químicos. Adicionalmente se controla la proliferación de bacterias, la presencia de agentes corrosivos e incrustantes.

Los fenómenos de coalescencia, decantación y flotación son esenciales en el tratamiento de aguas para remover los sólidos disueltos en el agua. El fenómeno de coalescencia es un fenómeno natural, sin embargo, el mayor reto consiste en lograrlo en tiempos operativos. El agua en los campos de producción no se trata de una forma adecuada existen muchos otros tipos de diferentes tecnologías para el tratamiento del agua como las siguientes:

- Equipos de sedimentación como desarenadores e hidrociclones
- Equipos para la separación gravitacional como los skim tank
- Equipos para la coalescencia como las placas coalescedoras CPI
- Equipos para la remoción de partículas en suspensión como las unidades de flotación por gas.
- Equipos de filtración como filtros de cascarilla de nuez.
- Equipos para la remoción de contaminantes como incrustaciones, remoción de hidrocarburos dispersos o disueltos, BTEX, TOC, microorganismos, metales, etc.

- Equipos de microfiltración, ultrafiltración, nanofiltración y osmosis inversa.

Tabla 4. Esquema de tratamiento de agua en las facilidades de producción de petróleo

Tratamiento típico		<p>Contaminación inicial El agua de producción de un campo contiene hidrocarburos, material disuelto, sólidos gruesos y finos, partículas cargadas.</p>
		<p>Pretratamiento Remoción de grandes gotas de aceite Remoción de sólidos gruesos Reducción de contaminantes dispersos Remoción de burbujas de gas El tratamiento se da en equipos para la decantación primaria del agua y deshidratación del crudo como FWKOs, gun barrels o separadores trifásicos.</p>
		<p>Tratamiento primario Remoción de pequeñas gotas de aceite y partículas El tratamiento se da en equipos como skim tanks, separadores API o equipos de platos coalescedores CPI. También en hidrociclones, equipos de flotación y centrifugas.</p>
Tratamiento opcional		<p>Tratamiento secundario Remoción de gotas de aceite ultra pequeñas y partículas, de hidrocarburos dispersos por debajo de 10 mg/L. El tratamiento se da en equipos como filtros de cartucho, de medio dual o membranas.</p>

		<p>Tratamiento terciario Remoción de materia disuelta y de hidrocarburos dispersos por debajo de 5 mg/L. Se produce un efluente de alta calidad con restricciones de BOD, metales pesados u otros. El tratamiento se da con equipos de desorción de gas o vapor, tratamientos biológicos y adsorción con carbón activado, entre otros.</p>
		<p>Ultracondicionamiento Remoción de iones y contaminantes. Equipos de microfiltración, ultrafiltración, nanofiltración y osmosis inversa.</p>

Fuente: la autora, (modificado de Shell 2009).

En la siguiente tabla se mencionan las tecnologías disponibles para el tratamiento del agua según capacidad de remoción por tamaño de partícula:

Tabla 5. Tecnologías disponibles para el tratamiento de agua según capacidad de remoción por tamaño de partícula

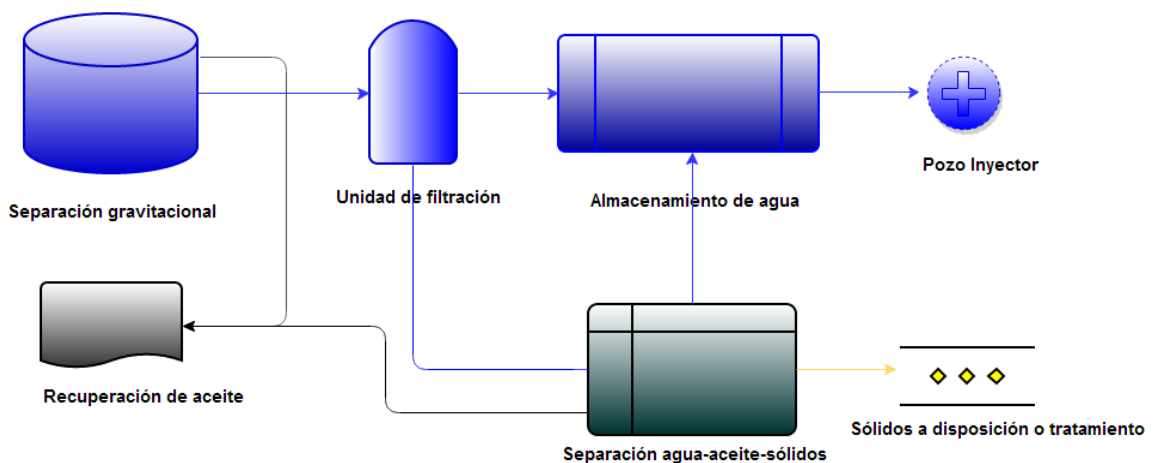
Tecnología	Capacidad de remoción por tamaño de partícula (µm)
Separador gravitacional API	150
Separador de platos corrugados	40
Flotación con gas inducido sin adición de químicos	25
Flotación con gas inducido con adición de químicos	3-5
Hidrociclones	10-15
Coleador de malla	5
Medio de filtración	5
Centrifuga	2
Filtros de membrana	0.01

Fuente: Frankiewicz, T., 2001, "Understanding the Fundamentals of Water Treatment, the Dirty Dozen - 12 Common Causes of Poor Water Quality," presented at the 11th Produced Water Seminar, Houston, TX, Jan. 17-19.

En Colombia tan solo se cuenta con plantas en donde se realiza básicamente una separación gravitacional en donde se remueve la mayor de aceite (partículas mayores a $150\ \mu\text{m}$), y luego se procede a la filtración y remoción de sólidos por decantación. En algunos casos se utiliza la flotación con aire o gas (remoción de partículas mayores a $25\ \mu\text{m}$ sin adición de químicos y con adición de químicos se remueven partículas mayores al rango de partículas de tamaño entre $3 - 5\ \mu\text{m}$).

El siguiente es un diagrama típico de una planta de tratamiento de agua en muchos de los campos de producción de petróleo en Colombia:

Figura 16. Esquema de tratamiento del agua en algunos campos productores de petróleo colombianos



Fuente: la autora

3.6. REGULACIONES AMBIENTALES

En Colombia como alternativa a la descarga en fuentes hídricas, se comenzó a inyectar agua en reservorios tanto para recuperación secundaria y disposición final. Para iniciar un proyecto de inyección de agua la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA solicita en la licencia ambiental especificar la información de la columna estratigráfica y unidades geológicas objeto de la

inyección así como pruebas de inyectividad que dieran viabilidad para la inyección de agua en las formaciones con el aval de la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH; esta autoridad la considerará una actividad ambientalmente viable de realizar siempre y cuando se cumpla estrictamente con las medidas de manejo, ambiental y técnico, propuestas y con la normatividad ambiental vigente (Decreto 3930 de 2010). Adicionalmente se debe contar con un permiso otorgado por la autoridad ambiental regional.

3.7. INYECCIÓN DE AGUA

Otra forma de tratar las aguas asociadas es el confinamiento o reinyección. Esta puede ser inyección anular, en la que el agua se inyecta en la parte anular de los pozos (entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción). El fluido se vierte en la primera zona permeable, debajo de la tubería de revestimiento, cercana a la superficie. La inyección de agua se hace a una formación para disponerla o proporcionar energía al yacimiento (en consecuencia aumento de la presión) de manera que se recupere la mayor cantidad de reservas de hidrocarburos existentes en el mismo.

Figura 17. Inyección de agua para el recobro mejorado del petróleo

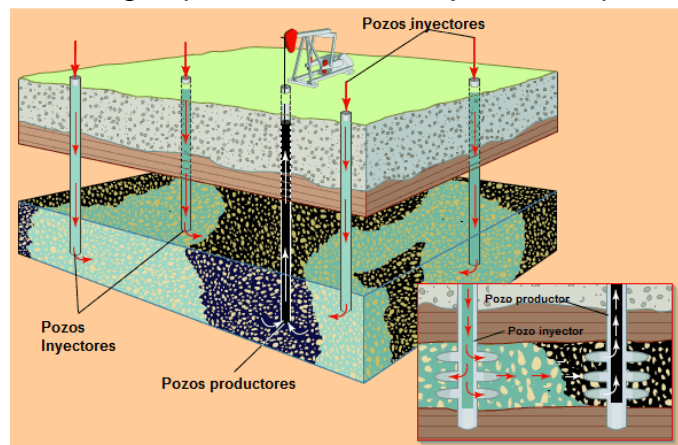


Imagen tomada de: <http://research.che.tamu.edu>

La reinyección en pozos pone en riesgo la contaminación a los acuíferos, sobre todo cuando los pozos de reinyección no llegan al mismo estrato del que se extrajo el crudo, o la distancia de acuíferos es menor de 10 Km. A pesar de ser más segura que las tecnologías descritas anteriormente, no es totalmente confiable porque:

1. Algunas formaciones no tienen la capacidad de albergar toda el agua que necesita confinarse.
2. Estas formaciones pueden tener sellos lutíticos y arcillosos de baja permeabilidad pero volumétrica y estructuralmente discontinuos y con fallas
3. Como resultado de lo anterior, puede darse migración del agua hacia estratos superiores, lo que contaminaría los acuíferos subsuperficiales y hasta superficiales.

“Cuando se realiza inyección cerca a fuentes de aguas subterráneas, el mayor deterioro se manifiesta en un aumento del contenido de sales por la contaminación de las fuentes con el agua de producción. Para evaluar el impacto de la contaminación del agua subterránea se realizan estudios que pertenecen al campo de estudio de la hidrogeología como la caracterización de acuíferos, inspección de pozos de aguas subterráneas, estudio de cuencas hidrográficas subterráneas, elaboración de modelos de aguas subterráneas, pruebas de bombeo y trazado, ensayos de permeabilidad, estudios de Karst y geotermia de gestión de perforación de pozos.

Durante la década de 1980 en Estados Unidos la USGS, USFWS, la Dirección de Minas y Geología de Montana (MBMG) comenzó a monitorear y mapear trazas de salmuera en el noreste de Montana utilizando métodos geofísicos electromagnéticos junto con los datos obtenidos de pozos de agua subterránea (Payne y Reiten, 1991; Thamke y Craigg, 1997). Investigadores de la MBMG y USFWS también desarrollaron un índice basado en la relación de la concentración de cloruro en la conductancia específica para identificar aguas contaminadas con salmuera; los resultados de la evaluación inicial indicaron que aproximadamente la mitad de los sitios evaluados estaban contaminados con salmuera asociada con la producción de petróleo (Reiten y Tischmak, 1993).”³

En Estados Unidos la inyección de agua en pozos inyectores Clase II es regulada por la EPA por el Underground Injection Control (UIC) para el programa ‘Program Safe Drinking Water Act’ con el fin de evitar la contaminación del agua

potable por migración del agua coproducida con petróleo en las aguas subterráneas. (Ver apéndice F).

³ ROBERT GLEASON Examination of Brine Contamination Risk to Aquatic Resources from Petroleum Development in the Williston Basin. USGS Northern Prairie Wildlife Research Center.

3.8. COSTOS OPERATIVOS ASOCIADOS A LA INYECCIÓN DE AGUA

La producción mundial de agua es de aproximadamente 210 millones de barriles asociados a la extracción de 75 millones de barriles por día de petróleo. Es mayor la cantidad de agua coproducida al volumen de petróleo procesado. En la mayoría de zonas en el mundo, la producción de agua aumenta en la misma proporción en que se reducen las tasas de producción de petróleo en los yacimientos.

El costo del tratamiento del agua en un campo repercute en la rentabilidad de un proyecto de producción de petróleo de entre 5 a más de 50 centavos por barril de agua, en un pozo que produce petróleo con un 80% de corte de agua el costo del manejo del agua puede ascender a \$4 USD por barril de petróleo producido. Los costos relacionados con el manejo de agua en superficie varían ampliamente pero se estiman en un rango de US\$0.10 a US\$2.00 por barril. Tomando un costo nominal de disposición del agua de US\$0.5/bbl, la industria petrolera maneja alrededor de 210 millones de barriles diariamente con lo cual los costos son de \$38.3 billones por año.⁴

Como un fluido que no representa ingresos, el agua producida se considera generalmente como una carga de los costos por el productor con un flujo de caja negativo. Sin embargo, visto desde otra perspectiva, las reservas recuperables se pueden mejorar considerablemente si uno está dispuesto a producir más petróleo recuperado por barriles de agua obtenidos. Por lo tanto, en un sentido, el "valor agregado" del agua producida se puede definir por el volumen (valor) de la recuperación incremental de petróleo como resultado de la producción de agua.

Desde el lado de la disposición e inyección del agua, el "valor agregado" de la mejora de las instalaciones de tratamiento del agua producida puede ser comparado con el costo alternativo del mantenimiento de pozos de inyección. A menudo, una mejora las instalaciones de tratamiento de agua o implementación de tecnologías costo-efectivas hará que el proyecto se pague por sí mismo, evitando el costo de reparaciones de pozos.

⁴Fuente: Manejo de la producción de agua: de residuo a recurso. Magazine Oilfield Review - Schlumberger. Spring 2000.

La siguiente lista incluye muchos de los componentes que contribuyen a los costos globales de un sistema de tratamiento de agua⁵:

- Preparación del terreno
- Consumo eléctrico
- Equipo de tratamiento y bombeo
- Almacenamiento
- Tuberías
- Mantenimiento
- Aditivos químicos
- Personal de planta y consultores externos
- Permisos
- Equipos e infraestructura para la inyección
- Control y seguimiento al sistema
- Gestión de residuos generados durante el tratamiento
- Transporte
- Tiempo de paradas por inactividad debido a fallos en los componentes o reparación
- Limpieza de derrames

⁵ VEIL, J.A., M.G. PUDER, D. ELCOCK, AND R.J. REDWEIK, JR., 2004, "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.

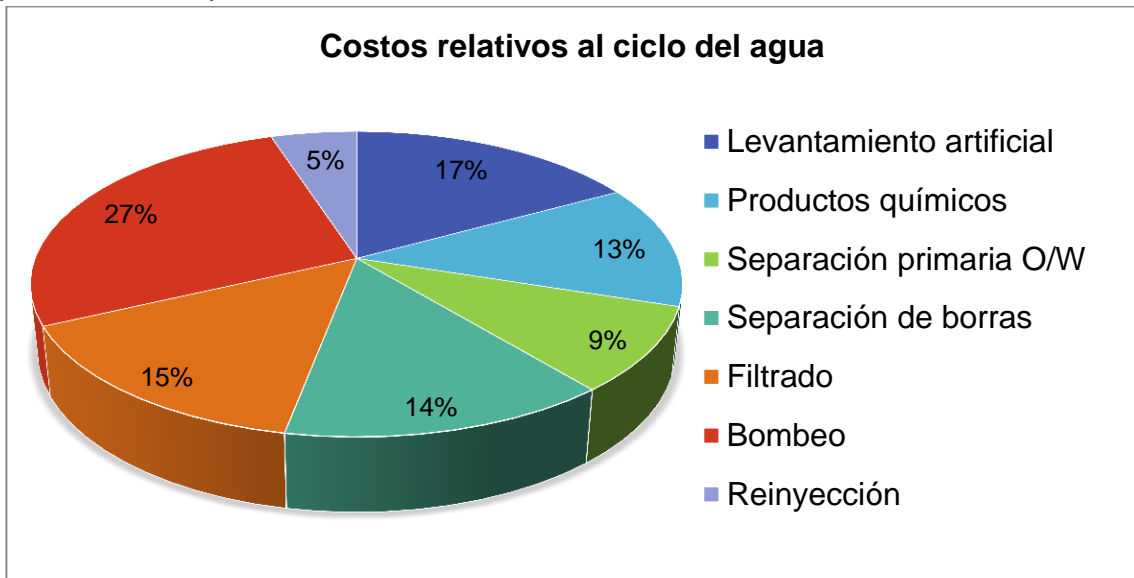
En general son cinco los aspectos implícitos en la operación de un sistema de tratamiento de agua que impactan la economía del proyecto de producción de petróleo:

Figura 18. Aspectos de un sistema de tratamiento de agua



Fuente: la autora

Figura 19. Porcentual costos relativos al ciclo del agua en una facilidad de producción de petróleo



Fuente: Magazine Oilfield Review - Schlumberger. Spring 2000.

Muchas veces los sistemas de tratamiento de agua no son suficientes impactando la eficiencia y productividad. Por ello, las técnicas de evaluación de los campos modernos combinadas con un buen manejo del ciclo del agua pueden mejorar la economía de un proyecto, la productividad y aumentar el factor de recobro de hidrocarburos.

A continuación se tiene una tabla que muestra el costo estimado del manejo del agua por barril, que incluye inversiones de capital CAPEX y gastos operativos OPEX, consumos y productos químicos, en las distintas etapas de levantamiento, separación, eliminación de restos de crudo, filtrado, bombeo e inyección para niveles de producción de fluido entre 20.000 y 200.000 bpd. (Magazine Oilfield Review - Schlumberger. Spring 2000.)

Figura 20. Costos asociados al costo global del levantamiento e inyección de agua

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

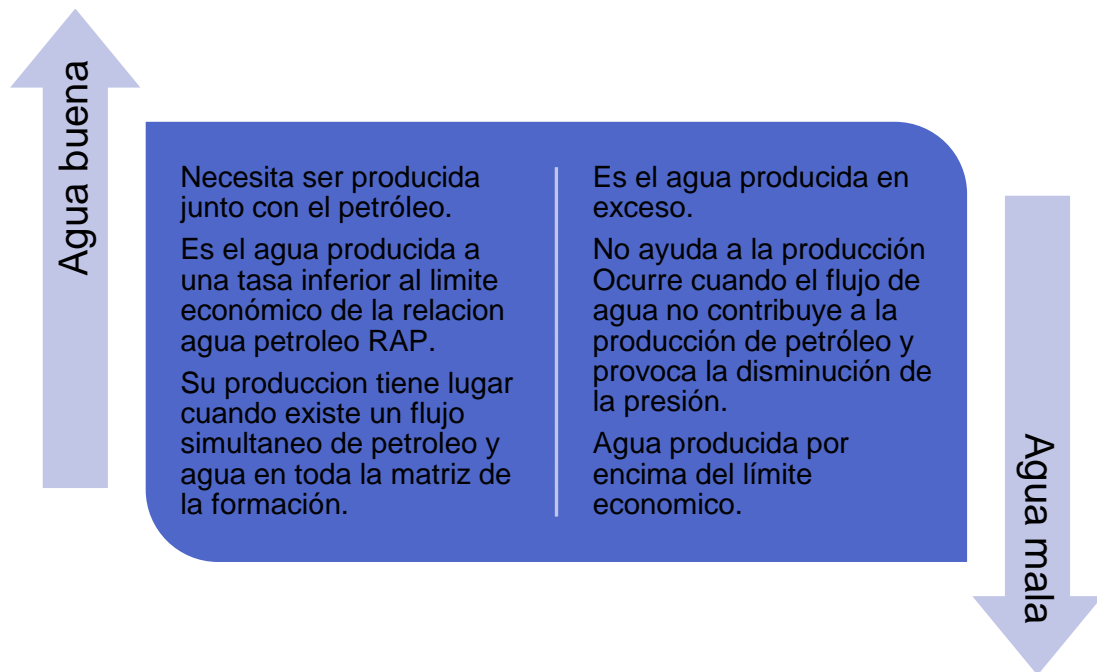
Procesamiento en la superficie		Pozos productores		Pozos inyectoros	
Separación de agua libre	0,0025 kw/bbl	Un pozo de 7000 pies	\$1.000.000,00	Perforar y completar	Un pozo de 7000 pies \$600.000,00
Levantamiento	1,92 kw/bbl	Recompletación	\$300.000	Por completación	Recompletación \$200.000
Inyección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

Fuente: Magazine Oilfield Review - Schlumberger. Spring 2000.

3.8.1. Límite económico del agua coproducida

Es la relación agua/petróleo a la cual el costo de tratar y/o eliminar el agua producida es igual a las ganancias obtenidas del petróleo.

Figura 21. Características del agua buena y el agua mala

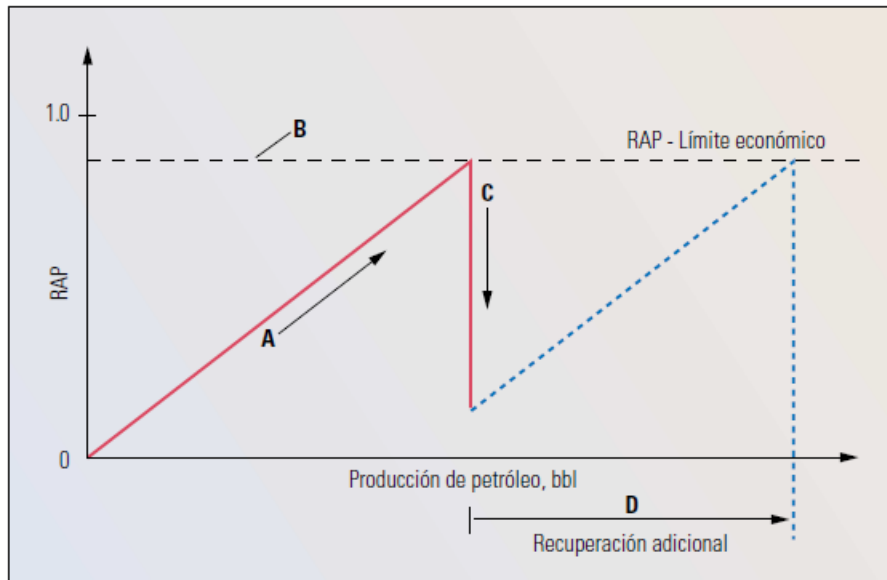


Fuente: Control del agua. Magazine Oilfield Review - Schlumberger. Spring 2000.

Como ocurre en la mayoría de los pozos maduros, la relación agua/petróleo (RAP) aumenta con la producción (A) debido al aumento de la cantidad de agua. Finalmente, el costo del manejo del agua se acerca al valor de la producción de petróleo y al "límite económico" de la RAP (B). La metodología y la tecnología del control del agua reducen la producción de agua del pozo (C), lo cual permite continuar la producción económica de crudo. El control del agua trae aparejado el incremento de la recuperación económica del pozo (D).⁶

⁶ Control del agua. Magazine Oilfield Review - Schlumberger. Spring 2000.

Figura 22. Límite económico RAP del agua coproducida.



Fuente: Control del agua. Magazine Oilfield Review - Schlumberger. Spring 2000.

Figura 23. Límite económico y corte de agua

$$\begin{aligned}
 WOR_e &= V_o/C_w \\
 &= 20 \text{ US\$/barril de petróleo}/0.7 \text{ US\$/barril de agua} \\
 &= 28.6 \text{ barriles de agua/barril de petróleo}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \text{Corte de agua} &= WOR/(1+WOR) \\
 &= 28.6/(1+28.6) \\
 &= 96.6\% \text{ en el límite económico}
 \end{aligned}$$

^ Límite económico. El corte de agua en el límite económico puede ser determinado a partir de V_o , el valor de un barril de petróleo después de deducir los impuestos y el costo de levantamiento, excluyendo el tratamiento del agua, y C_w , el costo de manejo del agua producida. En este caso, se asume que los valores son 20 US\$/barril de petróleo para V_o y 0.7 US\$/barril de agua para C_w . Utilizando estos valores, el límite económico de la relación agua/petróleo, WOR_e , es 28.6, y para el corte de agua es 96.6%.

Fuente: Manejo de la producción de agua: de residuo a recurso. Magazine Oilfield Review - Schlumberger. Otoño del 2004.

3.8.2. Costos asociados al tratamiento químico del agua

En los campos petroleros colombianos normalmente se trata el agua de producción con el fin de remover el contenido de grasas y aceites, los sólidos presentes y con el fin de proteger la integridad de líneas y equipos y de evitar el taponamiento de las formaciones receptoras de agua.

Tabla 6. Costos asociados al tratamiento químico del agua, valores en Colombia

Producto químico	Costo (\$USD/gal)
Rompedor inverso	12
Coagulante	10
Floculante	5
Desengrasante para filtros	8
Biocida	15
Inhibidor de incrustaciones	10
Inhibidor de corrosión	10
Secuestrante de oxígeno	15
Estimulante	15

Fuente: la autora

El costo de tratar un barril de agua coproducida con petróleo se encuentra entre \$0.007 a \$1.00 USD. En muchos campos se las empresas operadoras pagan por barril tratado de agua o por volumen consumido de productos químicos.

El tratamiento químico del agua incide en alrededor del 8 al 20% del costo global del levantamiento e inyección de agua.

3.9. MÉTODOS DE TRATAMIENTO QUÍMICO

En la siguiente tabla se describen los métodos de tratamiento químico para el agua comunes en toda facilidad de producción de petróleo:

Tabla 7. Químicos comunes para el tratamiento químico del agua coproducida con petróleo

Rompedor inverso	<ul style="list-style-type: none">• Agente químico que ayudan a la recuperación de aceite (hidrocarburos) que contiene el agua de producción cuando esta es particularmente una emulsion O/W.
Coagulante	<ul style="list-style-type: none">• Sustancia que desestabiliza las cargas iónicas del agua facilitando su posterior floculación.
Floculante	<ul style="list-style-type: none">• Sustancia que propicia la aglomeración de las partículas desestabilizadas en un proceso de coagulación formando floculos de mayor tamaño y peso.
Desengrasante para filtros	<ul style="list-style-type: none">• Surfactante con acción detergente que remueve el aceite y sólidos presentes en los lechos filtrantes de material vegetal, que se usan comunmente en los filtros de los sistemas de tratamiento de agua.
Biocida	<ul style="list-style-type: none">• Sustancia química que actua a nivel de la membrana celular de las bacterias SRB y APB, penetrando la pared proteica e interrumpiendo las reacciones bioquímicas que sustentan la vida de estos microorganismos.
Inhibidor de incrustaciones	<ul style="list-style-type: none">• Agentes químicos que actúan reduciendo el tamaño de las partículas y bloqueando el desarrollo de los núcleos de incrustaciones.
Inhibidor de corrosión	<ul style="list-style-type: none">• Sustancia que se introduce en el medio corrosivo y reduce la velocidad de corrosión metálica.
Secuestrante de oxígeno	<ul style="list-style-type: none">• Agente químico reductor del oxígeno que contiene el agua de producción.
Estimulante	<ul style="list-style-type: none">• Agente surfactante que remueve sólidos o incrustaciones actuando como estimulante en la formación mejorando la permeabilidad, reduciendo el taponamiento y mejorando la permeabilidad en pozos inyectoros de agua.

Fuente: la autora

3.10. MÉTODOS DE MONITOREO Y PARÁMETROS DE CONTROL PRINCIPALES

3.10.1. Turbidez

La turbidez da cuenta de la alteración óptica del agua de producción y da referencia del material en suspensión. Se puede determinar con un turbidímetro basado en el método nefelométrico según la norma ASTM D1889-88 o SM2130-B.

3.10.2. Temperatura

Mide la actividad molecular del sistema, influye en la formación de incrustaciones así como también en la solubilidad de gases en el agua y precipitación de algunos compuestos. Se mide básicamente con un termómetro.

3.10.3. Grasas y aceites

El aceite tiende a formar emulsiones, atrae sólidos que pueden provocar taponamiento y es un referente para la evaluación del impacto ambiental.

Según la norma API RP 45-1998 se tienen los siguientes métodos aprobados para realizar análisis de grasas y aceites:

Tabla 8. Método de determinación de grasas y aceites

Método	Norma	Límite de detección
Infrarrojo	SM 5520-C ASTM D 3921-85	0.2 mg/L
Gravimétrico	SM 5520-B	5 mg/L
Extracción Soxhlet	SM 5520-D	1 mg/L
Hidrocarburos totales del petróleo	SM 5520-F ASTM D 3921-85	0.2 mg/L

Fuente: API RP 45-1998

A nivel general en la industria petrolera para pozos dispositivos se manejan valores de grasas y aceites < 5-10 mg/l. Este parámetro lo establece generalmente la empresa operadora. Ecopetrol establece que este valor debe ser menor a 5 ppm.

3.10.4. Sólidos totales disueltos

El contenido de sólidos totales disueltos indica la tendencia al taponamiento y también influye en la corrosividad del agua. Es un parámetro clave para la inyección a pozos dispositores. Es la sumatoria de todos los componentes que tiene el agua.

Tabla 9. Métodos para determinar sólidos en el agua de producción

Método	Norma	Características	Fuente:
Sólidos totales disueltos Gravimetría	SM 2540-C	Límite de detección 1 mg/L.	API RP
Sólidos totales suspendidos Filtración	SM 2540-D	---	45- 199

8

Para determinar sólidos es común referirse a la norma NACE Standard TM0173-99. Method for determining quality of subsurface injection water using membrane filters. Este método de prueba proporciona un procedimiento simple para recolectar muestras que se usan en el diagnóstico de problemas encontrados en el proceso de inyección de agua. De esta forma se evalúa la calidad del agua en superficie para la inyección en el pozo dispositor para diagnóstico o monitoreo. El método consiste en coleccionar muestras de los sólidos primarios que se encuentran en los puntos de control del sistema de tratamiento de agua. Los sólidos se coleccionan a través de una membrana que contiene un filtro y que se conecta por medio de una manguera a un punto en la línea que conduce el agua.

Este método sirve para la determinación de sólidos suspendidos totales en un rango de 0 ppm a 200 ppm mediante el método gravimétrico con membranas de filtración.

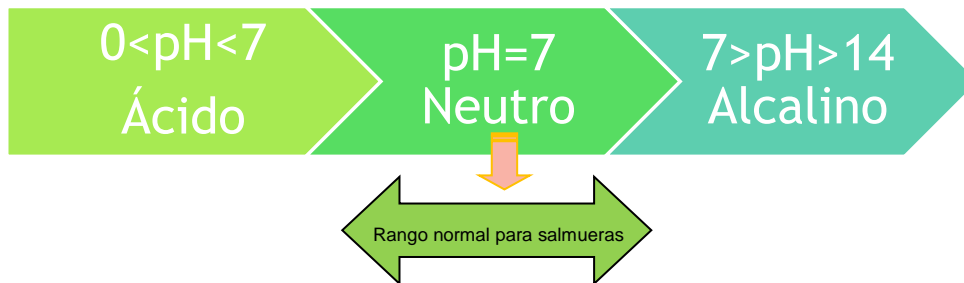
Los filtros son pesados antes y después de la filtración. El peso inicial se sustrae del peso final y la cantidad de sólidos totales suspendidos (TSS) es calculada.

A nivel general en la industria petrolera para pozos dispositores se manejan valores de sólidos < 5 o 10 mg/L. Este parámetro lo establece generalmente la empresa operadora. Ecopetrol establece que este valor debe ser menor a 5 ppm.

3.10.5. Potencial de hidrógeno - pH

El pH de las aguas de producción normalmente se encuentra entre 4 y 8. Se determina con un pHmetro según las normas SM 4500^{H⁺B} o ASTM D 1293-84.

Figura 25. Escala pH



Fuente: la autora

3.10.6. Gravedad específica

Es una propiedad medible del agua de producción. Es la razón entre la densidad de una sustancia respecto a otra tomada como referencia, a una temperatura estándar. El agua es el estándar usual para sólidos y líquidos. Se mide a condiciones ambientales y se corrige a la temperatura estándar. Se puede medir con el hidrómetro según la norma ASTM D 1429-86, con un balance según la ASTM D 1429-86 o por el método del picnómetro descrito en la ASTM D 1429-86.

3.10.7. Conductividad

Mide la habilidad de los iones para transmitir una corriente eléctrica. Es una función de la velocidad a la cual se mueven los iones y es afectada por la temperatura. Es el inverso de la resistividad y se mide según el método instrumental y método ASTM D1125-91.

3.10.8. Hierro

Una disminución en el contenido de hierros después de iniciado un tratamiento, puede indicar rápidamente efectividad del programa de tratamiento. Los iones de hierro ferroso (Fe^{++}) o férrico (Fe^{+++}) pueden ser fuente de depósitos en las líneas de agua y son un indicador de la corrosión.

Tabla 10. Métodos para determinar sólidos en el agua de producción

Método	Norma	Límite detección
Fenoltraleina	SM 3500-Fe D	0.01 mg/L
AAS	SM 3500-Fe B	0.02 mg/L
ICP	SM 3500-Fe C	0.007mg/L

Fuente: basado en el API RP 45 -1998

Normalmente en campo, se realiza mediante el método espectrofotométrico. Como parámetro guía se tienen los siguientes valores de hierro que inciden en la corrosividad del agua.

Tabla 11. Concentración del hierro y efecto en la corrosividad

Hierro total (ppm)	Corrosividad
< 5	No
> 5	Si

Fuente: NACE RP 0192-98: "Monitoring Corrosion in Oil and Gas production with iron counts".

El hierro forma compuestos naranjas altamente coloreados con 1,10-Fenantrolina. La concentración de este complejo puede medirse con el espectrofotómetro.

Mediante el Método FerroVer (8008) de HACH se puede determinar el contenido de hierro total en un rango de 0.02 a 3 mg/L con sobres de reactivo en polvo para análisis con el espectrofotómetro.

3.10.9. Alcalinidad

La alcalinidad de las aguas se debe principalmente a la presencia de bicarbonatos, carbonatos e hidróxidos solubles en las mismas. Se determina usualmente con la valoración con un ácido fuerte en dos puntos de equivalencia puestos en manifiesto con indicadores apropiados.

Tabla 12. Método de determinación de alcalinidad

Método	Norma	Características
Alcalinidad electrométrico	ASTM D 1067-92	Límite de detección: 1 mg/L CaCO ₃
Indicador	SM 2320-B	Límite de detección: 1 mg/L CaCO ₃

Fuente: API RP 45-1998

3.10.10. Dureza

La dureza es una característica química del agua que está determinada por el contenido de carbonatos, bicarbonatos, cloruros, sulfatos y ocasionalmente nitratos de calcio y magnesio.

La dureza en el agua es causada por minerales disueltos, principalmente cationes como calcio (Ca²⁺), hierro (Fe²⁺), estroncio (Sr²⁺), zinc (Zn²⁺) y manganeso (Mn²⁺). Los iones de calcio y magnesio usualmente son los únicos iones presentes en concentraciones significantes; sin embargo, la dureza generalmente se considera una medida del contenido en calcio y magnesio del agua. Debe entenderse que cuando otros cationes que contribuyen a la dureza están presentes en cantidades importantes deben tenerse en cuenta.

Se puede determinar la concentración en mg/L de dureza total como calcio y magnesio del agua en los diferentes puntos del sistema de tratamiento. Este método está basado en la cuantificación de los iones calcio y magnesio por titulación con el EDTA y EGTA para su posterior conversión a dureza total. Se utiliza el método calmagita colorimétrico para determinar la dureza en un intervalo de 0.05 a 4 mg/L de Ca²⁺ y Mg²⁺ como CaCO₃. La dureza en el agua puede determinarse rápidamente por titulación y el uso de indicadores de color.

3.10.11. Calcio

El calcio se asocia a la formación severa de incrustaciones y a la formación de sólidos suspendidos.

Tabla 13. Método de determinación de calcio

Método	Norma	Características
ICP	SM 3500-Ca C	Límite de detección: 0.01 mg/L.
AAS	SM 3500-Ca B, ASTM D 511-92	Límite de detección: 0.003 mg/L
Titulación con EDTA	SM 3500-Ca D, ASTM D 511-92	Límite de detección: 1 mg/L

Fuente: API RP 45-1998

3.10.12. Magnesio

El magnesio esta asociado a la formación de escamas y al taponamiento de la formación.

Tabla 14. Método de determinación de magnesio

Método	Norma	Características
ICP	SM 3500-Mg C	Límite de detección: 0.03 mg/L
AAS	ASTM D 511-92	Límite de detección: 1 mg/L
Titulación con EDTA	SM 3500-Mg E, ASTM D 511-92	Límite de detección: 1 mg/L
Cálculo	SM 3500-Mg E	Se determina según la dureza total y el contenido de calcio

Fuente: API RP 45-1998

3.10.13. Bario

El bario es ion que causa fuerte incrustaciones en líneas de flujo. La presencia de bario en el agua es indicador de la tendencia a la incrustación; precipita con los sulfatos para formar sulfato de bario insoluble. Si la cantidad de bario excede los 30 mg/L hay tendencia a la precipitación.

Tabla 15. Método de determinación de bario

Método	Norma	Características
ICP	SM 3500-Ba C	Límite de detección: 0.002 mg/L
AAS	SM 3500-Ba B, ASTM D 3651-92	Límite de detección: 0.03 mg/L
Turbidimétrico	Aprobado en la API RP 45-1998	Límite de detección: 1 mg/L

Fuente: API RP 45-1998

También se puede analizar el contenido total de bario en agua con el espectrofotómetro por el método turbidimétrico (No. 8014) en el HACH DR2800 en un rango de 2 a 100 mg/L.

3.10.14. Estroncio

El estroncio está asociado a la formación de incrustaciones. El estroncio también forma precipitados con los iones sulfatos.

Tabla 16. Método de determinación de estroncio

Método	Norma	Características
ICP	SM 3500-Sr C	Límite de detección: 0.002 mg/L.
AAS	SM 3500-Sr B, ASTM D 3920-92	Límite de detección: 0.03 mg/L.

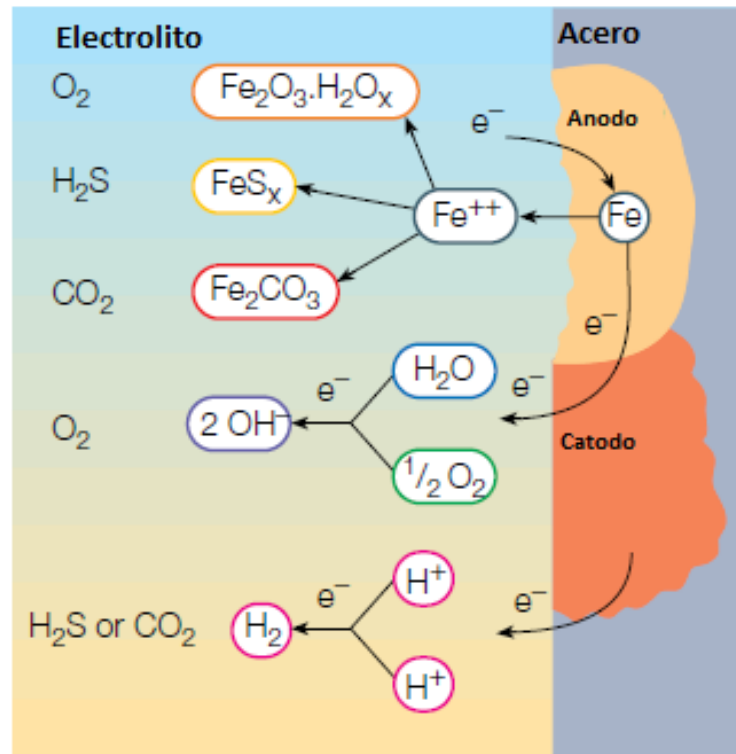
Fuente: API RP 45-1998

El estroncio también se puede determinar por espectrofotométrico.

3.10.13. Gases corrosivos

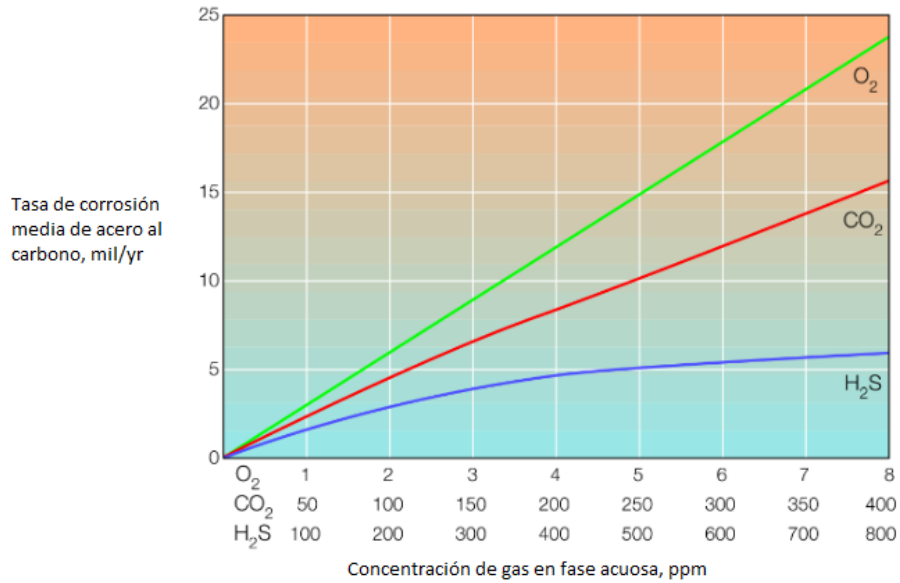
El gas presente en las formaciones contiene constituyentes corrosivos como el O_2 , H_2S y el CO_2 que se encuentran disueltos en el agua; de esta forma el hierro del acero se disocia como Fe^{++} y cuando se combina con estos gases forma productos de la corrosión del metal como incrustaciones y sólidos (óxido de hierro, sulfuros de hierro o carbonato de hierro) y los electrones migran al cátodo produciéndose iones como el OH^- o H_2 que son corrosivos.

Figura 26. Corrosión en la superficie del acero por gases



Fuente: Corrosion in the oil industry. Magazine Oilfield Review - Schlumberger. April 1994.

Figura 27. Estándar de calidad de gases disueltos para mantener integridad de las líneas y facilidades



Fuente: Corrosion in the oil industry. Magazine Oilfield Review - Schlumberger. April 1994.

3.10.11.1. Dióxido de carbono

Generalmente disuelto en el agua presente en los yacimientos. Este gas aumenta la acidez del agua e incrementa las tasas de corrosión.

Se determina según el método de titulación SM 4500 – CO₂ donde el límite de detección es 1 mg/L. La siguiente es una guía para tener en cuenta la corrosividad que puede generar el CO₂ y establecer una medida de control.

Tabla 17. Corrosividad según la presión del CO₂

Presión parcial CO ₂ (psi)	Corrosividad
< 7	No
7 - 30	Moderada
> 5	Alta

Fuente: H. Byars, Corrosion Control in Petroleum Production, 2nd ed. (Houston, TX: NACE, 1999)

3.10.11.2. Oxígeno disuelto

La presencia de oxígeno disuelto en el agua de inyección se puede determinar de manera sencilla. Los siguientes son los métodos que se pueden usar:

Tabla 18. Método de determinación de oxígeno disuelto

Método	Norma	Características
Valoración ácida Winkler1888	EPA Method 360.2 Aprobado en la API RP 45-1998 según la SM 4500-O C y la ASTM D 888-92	DO en agua se puede determinar con una desviación estándar de +/- 0.060 mg/L para residual de agua industrial. Con la presencia de interferencias la desviación estándar puede ser tan alta como +/- 0.10 mg/L.
Sonda electrométrica o Electrodo Clark1959	EPA Method 360.1 Aprobado en la API RP 45-1998 según la SM 4500-O G y la ASTM D 888-92	Exactitud: +/- 0.1 mg/L DO Precisión: +/- 0.05 mg/L DO.
Colorimétrico	Aprobado en la API RP 45-1998 según la ASTM D 888-92	

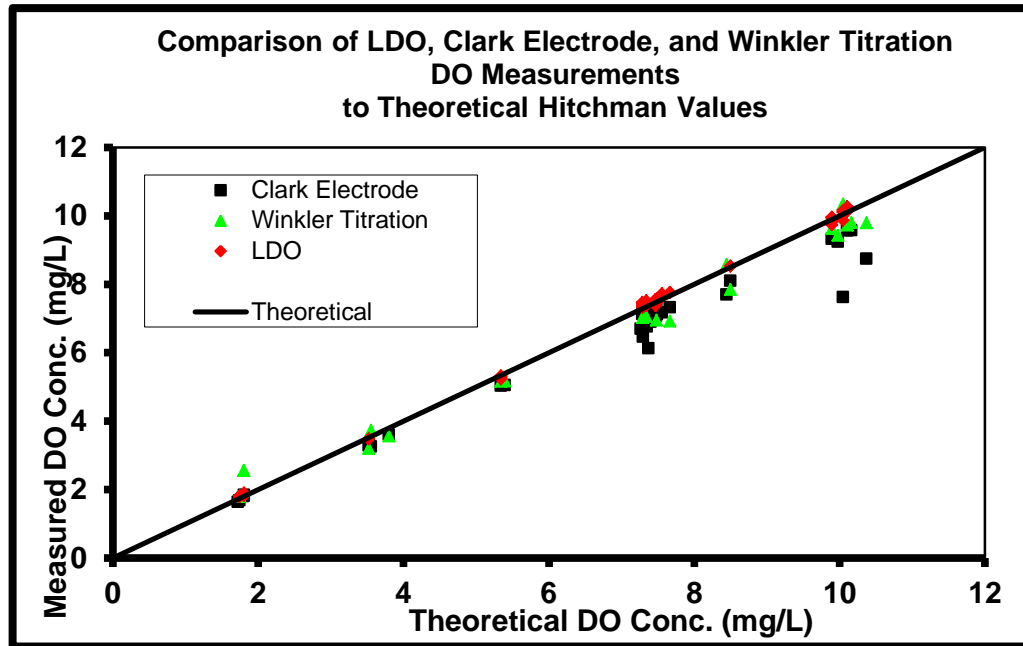
Fuente: API RP 45-1998

La concentración de oxígeno es un parámetro importante para evaluar porque es el mayor causante de los problemas de corrosión en agua de inyección; las tasas de corrosión son proporcionales a la concentración de oxígeno disuelto e incrementan con el aumento de velocidad del líquido. La tasa de corrosión por picaduras depende de la concentración de oxígeno, pero no se presentan picaduras cuando la concentración es menor a 0.025 mg/L.

El método Luminescent Dissolved Oxygen (LDO) es preciso pero no se encuentra aprobado debido que recientemente se ha venido utilizando.

A continuación se tiene una gráfica que compara los tres métodos para la medición de oxígeno disuelto en el agua.

Figura 28. Comparación de métodos de determinación de oxígeno disuelto



Fuente: Luminescent Dissolved Oxygen (LDO) Measurements for Wastewater Applications. Edward C. Craig, Ph.D. Cary B. Jackson, Ph.D. Christopher P. Fair. Hach Company Loveland, CO

El oxígeno es un gas que causa corrosión del acero y óxidos no soluble; el monitoreo de este gas permite un control eficiente para su eliminación y reduce drásticamente el riesgo de corrosión y acumulaciones en las tuberías de inyección de acero. El siguiente es el estándar para mantener la integridad de las líneas según el corte de agua de producción:

Tabla 19. Concentración del oxígeno disuelto y sus efectos en la corrosividad. Alto corte de agua.

Oxígeno disuelto (ppm)	Corrosividad
< 1	Baja
> 1	Alta

Fuente: L. W. Jones. Corrosion and Water Technology (Tulsa OK OGCI, 1992) p. 20

Y en donde se tiene un bajo corte de agua de producción:

Tabla 20. Concentración del oxígeno disuelto y sus efectos en la corrosividad. Bajo corte de agua.

Oxígeno disuelto (ppm)	Corrosividad
< 7	Baja
> 7	Alta

Fuente: L. W. Jones. Corrosion and Water Technology (Tulsa OK OGCI, 1992) p. 20

Debido a muchos factores, por ejemplo, la temperatura del agua, la presión, el equilibrio termodinámico y eficiencia de la reacción química con el oxígeno alcanzar un valor menor 1 ppb presenta dificultad, normalmente se han reportado experimentalmente reducción del contenido de oxígeno con inhibición química a valores entre 20 a 200 ppb.

Además de la concentración de oxígeno disuelto en el agua, el hierro, el estado de la superficie de acero y la tasa de flujo, influyen significativamente en la generación de partículas y la distribución del tamaño de la corrosión en un sistema de inyección de agua.

3.10.11.3. Sulfuro de hidrogeno

El H_2S generalmente esta disuelto en el agua presente en los yacimientos. Este aumenta la acidez del agua e incrementa la corrosión.

Se comprueba por los métodos señalados en el numeral 3.10.15. para la determinación de sulfitos.

En campo se utiliza un método rápido colorimétrico mediante un Kit de marca HACH para la determinación de ácido sulfhídrico.

3.10.14. Sulfatos

Generan incrustaciones junto con otros iones y son el sustrato para el crecimiento de bacterias sulfatoreductoras. La concentración de sulfatos es una importante variable para evaluar tendencias de incrustación, porque, los aniones sulfato reaccionan con cationes como el calcio (Ca^{++}) y con el bario (Ba^{++}) para formar depósitos.

Para determinar sulfatos se cuenta con los siguientes métodos:

Tabla 21. Método de determinación de sulfatos

Método	Normal	Características
Cromatografía iónica del ion sulfato	ASTM D 4327-91, SM 4500-SO ₄ B	Límite de detección: 0.1 mg/L.
Turbidimétrico	SM 4500-SO ₄ E, ASTM D4130-82	Límite de detección: 1 mg/L
Gravimétrico	SM 4500-SO ₄ C	Límite de detección: 1 mg/L
Cálculo	SM 3500-Mg E	Se determina según la dureza total y el contenido de calcio

Fuente: API RP 45-1998

Se puede determinar el contenido total de sulfatos en agua con el espectrofotómetro por el método turbidimétrico. Este procedimiento se realiza mediante el Método SulfaVer4 (8051) para determinar el contenido de sulfatos en un rango de 0 a 70 mg/L SO₄= con sobres de reactivo en polvo para análisis con el espectrofotómetro.

3.10.15. Sulfitos

Para determinar sulfitos se cuenta con los siguientes métodos:

Tabla 22. Método de determinación de sulfitos

Método	Normal	Características
Cromatografía iónica del ion sulfato	SM 4500-S ⁼ E	Límite de detección: 1 mg/L.
Electrodo iónico	ASTM D4658-92	Límite de detección: 0.04 mg/L.
Metileno azul	SM 4500-S ₂ D	Límite de detección: 0.01 mg/L.
Garrett Gas Train	API RP 13B-1	Se determina según la dureza total y el contenido de calcio

Fuente: API RP 45-1998

3.10.16. Cloruros

El acero debe tener una solución conductiva sobre su superficie para formar una celda para el ataque corrosivo. La adición de sales que contienen cloruros, comúnmente encontrados en líneas de producción de gas y agua incrementa la conductividad y la corrosión del agua, resultando en tipo de corrosión pitting y general.

Tabla 23. Métodos para determinar cloruros en el agua de producción

Método	Normal	Características
Mohr colorimétrico	SM 4500-CI B, ASTM D 4458-85	Límite de detección: 0.5mg/L
Mohr electrométrico	SM 4500-CI D ASTM D 511-92	Límite de detección: 1 mg/L
Nitrato de mercurio	ASTM D 512-89	Límite de detección: 0.5 mg/L.
Cromatografía iónica	ASTM D 4327-91, SM 4110-B	Límite de detección: 0.1 mg/L.

Fuente: API RP 45-1998

Tabla 24. Nivel de corrosividad del acero según la concentración de sal

Ion Cloruro (ppm)	Corrosividad
50	Baja
200	Moderada
500	Si

Fuente: Uhlig, H.H., and Revie, R.W., 1985, Corrosion and Corrosion Control, John Wiley & Sons, New York.

3.10.17. Sodio

Los iones sodio contribuyen al aumento de los sólidos disueltos en el agua.

Según el API RP 45-1998 se analiza el contenido de sodio mediante la técnica AAS SM 3500-Na B o según la norma ASTM D 3561-773 y el límite de detección es 0.002 mg/L.

3.10.18. Nitratos

Tabla 25. Métodos para determinar nitratos en el agua de producción

Método	Normal	Características
Reducción del nitrato de cadmio	SM 4500-NO ₃ E o F, ASTM D 3867-90	Límite de detección: 0.01mg/L
Electrodo	SM 4500-NO ₃ -D	Límite de detección: 0.14 mg/L

Fuente: API RP 45-1998

Los nitratos se pueden evaluar por el método espectrofotométrico HACH DR2800.

3.10.19. Bacterias

Para determinar bacterias se hace referencia a la norma NACE TM0194-94, Field Monitoring of Bacterial Growth in Oilfield Systems.

Ecopetrol estableció para el agua de producción que se inyecta a pozos un límite de depósitos de bacterias menor a 100 UFC/mL.

También se puede determinar la población de bacterias mediante el BART Test, Biological Activity Reaction Test.

3.10.20. Corrosión e incrustaciones

Ecopetrol establece que las tuberías por las cuales se conduce el agua de producción hacia la inyección a pozos deben presentar incrustaciones menores a 5 mpd y corrosión menor a 5 mpy.

Existen varios métodos para determinar el grado de corrosión interna del acero que consisten en ensayos no destructivos (monitoreo electroquímicos con cupones y/o probetas) y análisis fisicoquímicos (como conteo de hierro, análisis de productos de corrosión, análisis de gases, actividad microbiológica y análisis de residual de inhibidor).

4. ESTUDIO DE CASO EN CAMPO

4.1. DESCRIPCIÓN DE LA FACILIDAD DE PRODUCCIÓN

En el CPF en estudio se procesan actualmente aproximadamente 115.000 bbl de crudo de 12.5 °API y 2.000.000 BBL de agua. El fluido de producción de los pozos llega principalmente por las diferentes troncales al manifold del CPF y luego es direccionado hacia los tanques FWKO. En el CPF se recibe el fluido de 5 troncales. Se cuenta con dos manifold de producción A/B cada uno con capacidad de 1.000.000 de barriles y diámetro de 36". Adicionalmente se recibe crudo recuperado de los Skim Tank.

4.1.1 Tratamiento del crudo

FWKO

El CPF cuenta con tres FWKO diseñados para realizar un lavado y separación del agua libre con ayuda del tratamiento químico y el aumento de temperatura que se logra a través de una integración energética con los serpentines instalados dentro del tanque por los cuales fluye vapor, agua y crudo deshidratado.

Estos FWKO, se utilizan para remover altos porcentajes de agua libre, antes que la emulsión entre a tratamiento. Su capacidad nominal es de 71.000 bbl, diseñados para tratar 500.000 BFPD cumplen como función de principal mantener presión de succión constante a las bombas de transferencia de crudo hacia los tratadores electrostáticos y separar el agua libre asociada al crudo rebosado de los FWKO.

El fluido de los FWKO normalmente tiene una temperatura entre 148 y 155 °F, con interfases de agua entre el 45 a 60%. Antes de que el fluido ingrese a los FWKO se le trata con rompedor de emulsiones con el fin de contribuir a la coalescencia y deshidratación; también es tratado con antiespumante y rompedor inverso para recuperar el crudo emulsionado en la fase acuosa.

De los tanques FWKO el crudo pasa hacia el tanque de cabeza con un 20 a 30% de agua restante para seguir siendo separada a través de tiempo de residencia y calentamiento adicional logrado con el vapor generado por las calderas que circula a través de los serpentines instalados dentro del tanque.

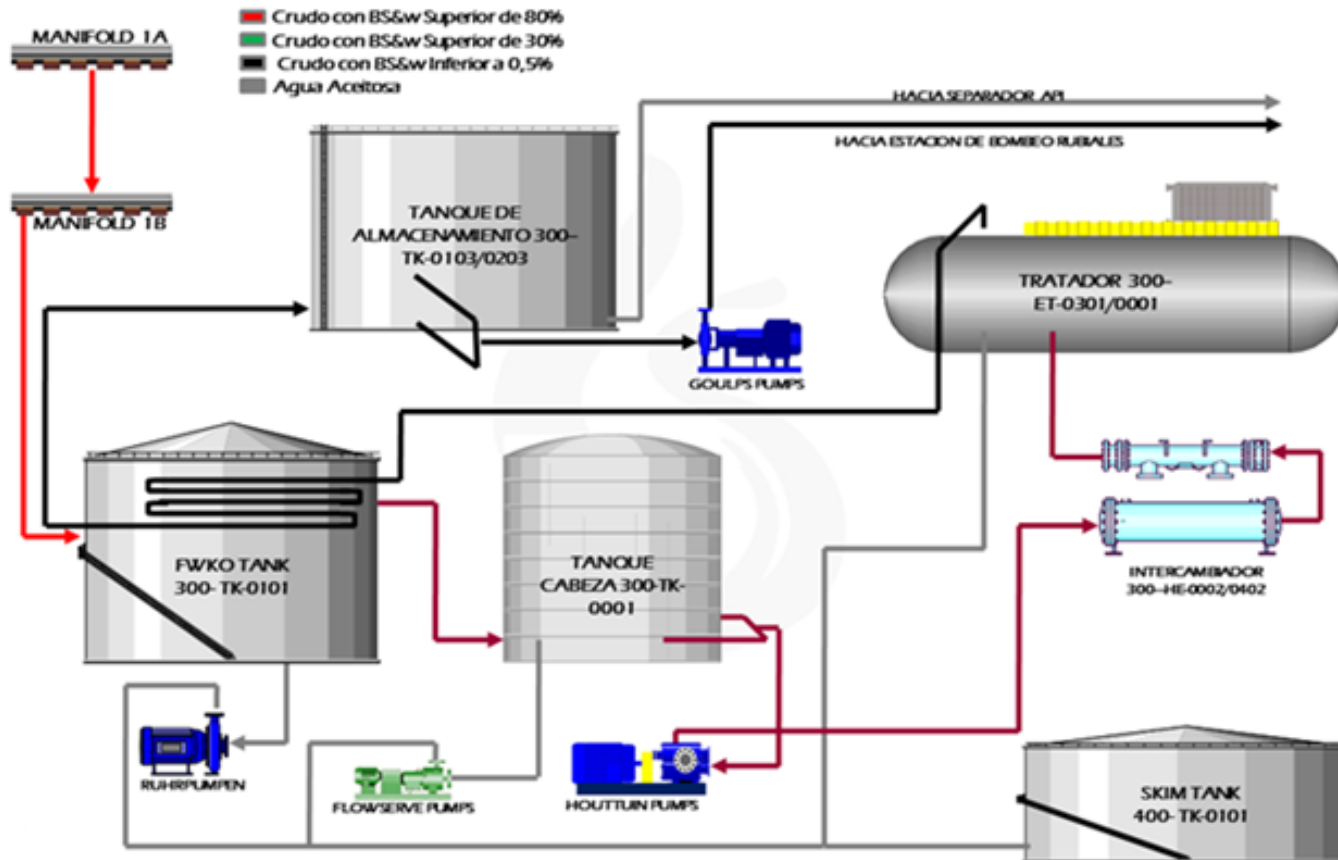
El tanque cabeza tiene como función principal mantener presión de succión constante a las bombas de transferencia de crudo hacia los tratadores electrostáticos y separar el agua libre asociada al crudo rebosado de los FWKO. Este tiene una capacidad nominal de 41.000 bbl y una capacidad de procesamiento de 163.000 BFPD. Cuenta con un sistema de calentamiento interno. El fluido en el tanque de cabeza tiene una temperatura entre 180 °F a 190 °F y una interfase promedio de 30%. El BSW del crudo a la salida de este tanque se encuentra entre 12 a 18%.

Las bombas a la salida del tanque de cabeza toman el crudo y lo transfieren hacia los intercambiadores en donde se aprovecha la temperatura del crudo deshidratado para aumentar la temperatura del crudo del proceso e ingresa a un sistema de calentamiento crudo-vapor para luego ser direccionado a los tratadores electrostáticos. Los intercambiadores de calor tienen como finalidad precalentar el fluido proveniente del tanque cabeza antes de entrar a proceso en los tratadores electrostáticos. Tienen una capacidad de transferencia de calor de 15,8 MMBTU/h, en operación de 191°F a 250°F y una capacidad de proceso: 25.000 BOPD.

En los tratadores electrostáticos se da lugar la última remoción de agua, imprimiendo corriente eléctrica al fluido tratado para lograr una mayor separación. Se cuenta con 5 tratadores electrostáticos de 17 KBOPD, cada vasija con una capacidad nominal de 680 bbls, utilizan tecnología Dual Frequency, equipados con un transformador trifásico de baja reactancia, capacitado para incrementar la energía hasta en un 70%, instrumentados y controlados automáticamente. El fluido en los tratadores electrostáticos normalmente tiene una temperatura de 210 °F y manejan un voltaje promedio de 18,000 a 23,000 V. De los tratadores el crudo con 1% de BSW fluye hacia los tanques de almacenamiento. En donde se deja en reposo por un periodo de 8 horas durante el cual es drenado y fiscalizado.

En el CPF se tienen 3 tanques de almacenamiento de capacidad de 100.000 BBLs, equipados con serpentín de vapor para mantener estable la temperatura del líquido contenido. Su temperatura de diseño es de 200° F y la temperatura de operación es 185°F. Por la acción del rompedor de emulsiones PhaseTreat de Clariant se tiene una buena deshidratación en la fase final de drenado y el crudo da punto en un tiempo menor a 10 horas. La finalidad de los procesos en la estación es deshidratar petróleo para entregarlo al oleoducto en especificación menor a 0.5% de (S&W) agua y sedimentos en crudo, y tratar agua de producción para su inyección en los PAD bajo especificaciones reguladas de concentración de aceite inferior a 5 PPM, concentración de cloruros inferior a 180 ppm.

Figura 29. Diagrama de flujo, tratamiento de crudo. CPF en estudio



Fuente: CPF en estudio

4.1.2. Tratamiento de agua

El agua libre producto de la separación primaria en los tanques FWKO es recibida en los skim tank en donde se remueve la mayor parte del aceite y los sólidos presentes en el agua de allí es transferida de forma continua por medio de bombas hacia las celdas de flotación donde con la ayuda de agitación en donde se generan microburbujas removiendo el aceite ubicándolo sobre la superficie del agua, este es recuperado usando un sistema de paletas rotatorias de manera constante hacia los colectores de las celdas luego a través de bombas se recupera hacia el inicio del proceso manifold de entrada.

El agua continua su proceso de acondicionamiento y es transferida hacia los filtros usando bombas que la obligan a pasar a través del lecho filtrante de los filtros que retienen el aceite y los sólidos todavía presentes garantizando la remoción casi total de los mismos dando como resultado concentraciones de aceite y sólidos inferiores a 20 ppm. El lecho filtrante está compuesto de cascarilla de nuez o palma africana. Las partículas que lo componen tienen un tamaño uniforme lo que hace que la remoción sea más efectiva.

Para garantizar las condiciones del lecho y su máxima eficiencia se hace necesario realizar la limpieza del mismo mediante retrolavados secuenciales cada 6 horas. El agua obtenida en este proceso es direccionada hacia los decantadores, allí con la ayuda de polímero y floculante y tiempo de reposo los sólidos más pesados se decantan y el aceite y sólidos livianos se floculan resultando de este proceso agua clarificada que ingresa al ciclo nuevamente para su disposición. Los residuos generados aquí son enviados a las plantas de tratamiento de sólidos donde finalizan su tratamiento. En este punto se logra así una eficiencia de remoción superior al 99.999%. Desde los filtros el agua es enviada por gravedad a la piscina de canales, de allí se transfiere por disposición de acuerdo a lo establecido en las licencias ambientales que puede ser vertimiento en un cuerpo de agua o para la inyección. Si es para inyección es transferida con bombas verticales hacia los PAD los cuales la reinyectan hacia la formación.

4.1.2.1. Descripción equipos tratamiento de agua

En el CPF se tratan actualmente 2.000.000 BWPD provenientes de la separación de agua de las troncales que ingresan a la facilidad y alrededor de 650.000 BBL de agua que se recibe de otro CPF del bloque de producción.

4.1.2.1.1. Skim Tank

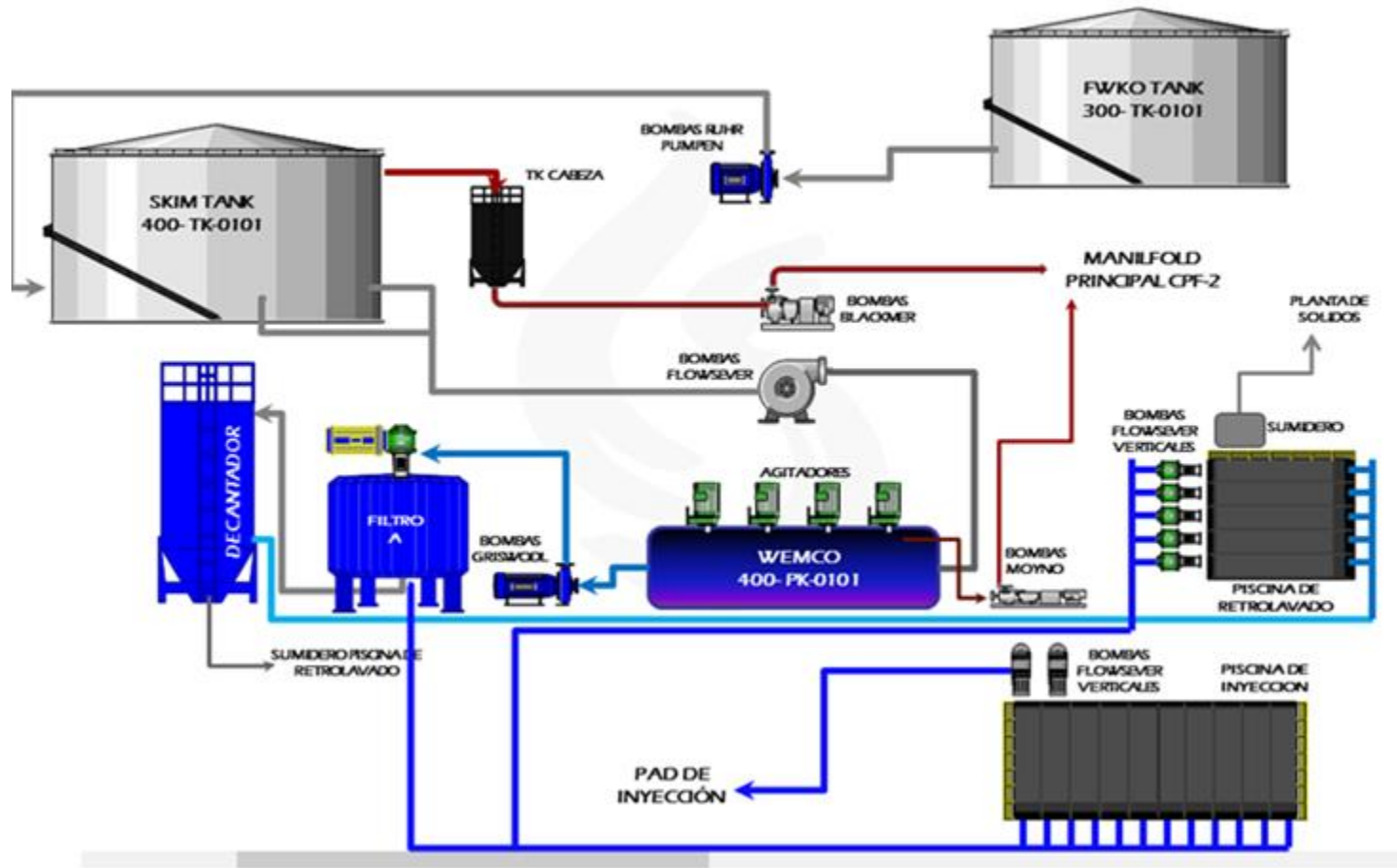
Los Skim Tank tienen una capacidad nominal de 94,500 BBL y capacidad de proceso de 500,000 BWPD. En la facilidad se tienen tres skim tank. Aguas abajo y aguas arriba del skimming tang tank se dosifica rompedor inverso de emulsiones con el fin de aumentar la recuperación de crudo en y disminuir la concentración de hidrocarburos en el agua.

El tanque tiene una flauta por donde ingresa el agua, aquí se produce una ligera turbulencia y permite que las partículas de crudo asciendan a la parte superior. Para realizar la recuperación de aceite del skimming tank, el aceite se transfiere a un tanque receptor de 100 BBL de donde se transfiere el petróleo crudo nuevamente hacia los FWKO dosificándole rompedor de emulsiones para su tratamiento.

4.1.2.1.2. Paquetes de tratamiento de agua

El agua de los skim tank, con un contenido de crudo de 600 ppm en promedio, es enviada hacia los Paquetes de Tratamiento de Agua (PTA). Los paquetes de tratamiento de agua son facilidades muy complejas, los cuales cuentan con una serie de equipos que trabajan bajo una misma lógica de programación. En el CPF se cuenta con 14 paquetes de tratamiento de agua o “trenes” las cuales trabajarán en paralelo con una capacidad de 100,000 BWPD a 150.000 BWPD, estos trenes están conformados cada uno por una celda de flotación, con sus bombas de transferencia de natas y agua respectivas, dos o tres filtros con capacidad de tratamiento de 50.000 BWPD, cuatro decantadores con capacidad de 500 bbl, con sus bombas de lodos respectivas.

Figura 30. Diagrama de flujo, tratamiento de agua. CPF en estudio



Fuente: CPF en estudio

4.1.2.1.3. Celdas de flotación

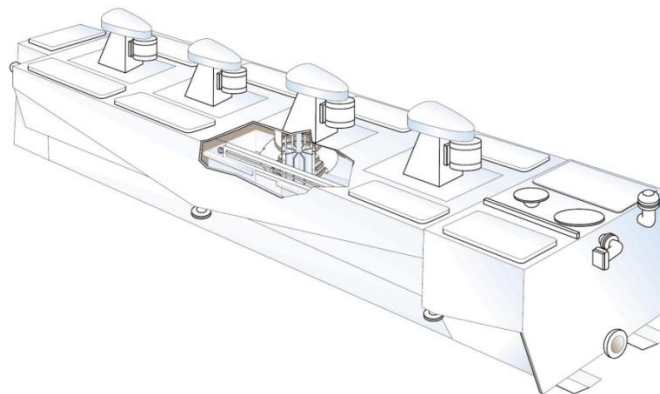
El agua proveniente de los skim tanks ingresa a la unidad de flotación donde se produce la remoción del hidrocarburo emulsionado y los sólidos en suspensión.

En estas cámaras se dispersa aire en la corriente del líquido. Las burbujas de aire se elevan arrastrando partículas de aceite y de sólidos en suspensión hacia la superficie. En los extremos superiores de la celda de flotación se encuentran 2 paletas, las cuales recogen el aceite y lo depositan en compartimiento desde el cual el aceite se recupera mediante una bomba.

La etapa final de ésta unidad consiste en una cámara de agua tratada en la cual el nivel de la unidad entera es controlado a nivel constante, permitiendo que el excedente, en especificación, sea enviado hacia el punto de disposición como el filtro de cascara de nuez para su tratamiento.

En esta unidad el contenido de aceite se reduce por debajo de 70 ppm.

Figura 31. Celda de flotación por aire inducido



Fuente: Petreco. Division of Cooper Cameron Corp.

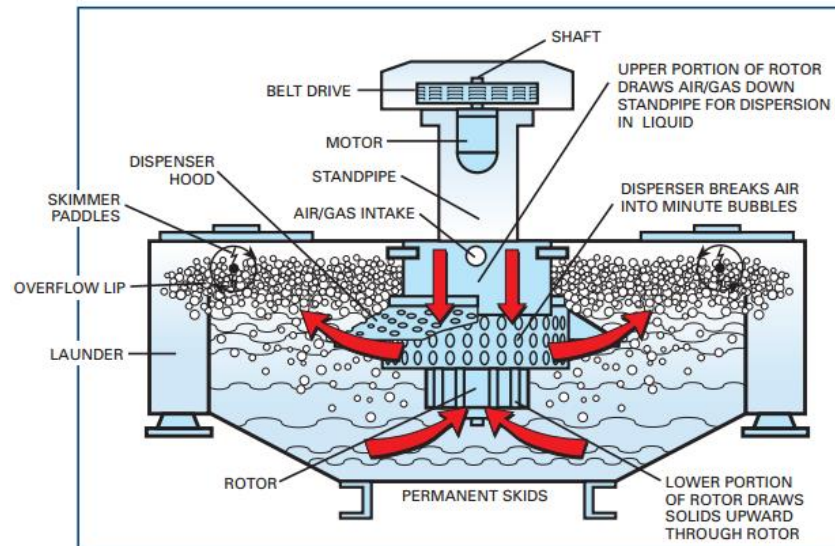
Las celdas de flotación mecánicas tienen tres zonas típicas: una zona de alta turbulencia a nivel del mecanismo de agitación, una zona intermedia de relativa calma, y una zona superior.

La zona de agitación es aquella donde se produce la adhesión partícula-burbuja. En esta zona deben existir condiciones hidrodinámicas y físicoquímicas que favorezcan este contacto.

La zona intermedia se caracteriza por ser una zona de relativa calma, lo que favorece la migración de las burbujas hacia la superficie de la celda.

La zona superior corresponde a la fase acuosa, formada por burbujas. La espuma descarga por rebalse natural, o con ayuda de paletas mecánicas. Cuando la turbulencia en la interfase aceite - burbujas es alta se produce contaminación del concentrado debido al arrastre significativo de aceite hacia las burbujas.

Figura 32. Componentes celda de flotación por aire inducido

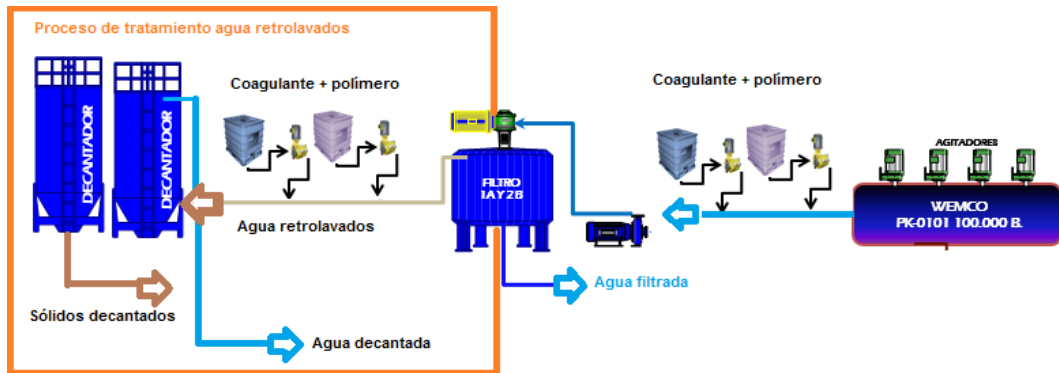


Fuente: Componentes de una celda de flotación por aire inducido. Petreco.

En el CPF se tienen 3 celdas de flotación IAF Wemco de capacidad de 100.000 BWPD y 11 celdas de flotación IAF Bawer de capacidad de 150.000 BWPD.

En la línea a la salida de las celdas de flotación el agua es tratada con floculante y coagulante con el fin de ayudar a que el lecho filtrante retenga sólidos y el agua filtrada que se obtenga tenga una menor cantidad de sólidos totales suspendidos y aceite.

Figura 33. Punto de inyección de polímero líquido y coagulante en la línea de agua de salida de las celdas de flotación



Fuente: la autora

4.1.2.1.3. Filtros

Los filtros utilizados en el tratamiento de aguas de producción tienen como objetivo disminuir la carga de aceites y sólidos suspendidos.

Figura 34. Filtros de cascarilla de nuez



Fuente: la autora

Como lecho filtrante se utiliza la cascarilla de palma africana, que es un producto resultado de la molienda tipo industrial, la cual es seleccionada y sometida a la respectiva limpieza necesaria para asegurar un buen desempeño. El filtro de cascarilla de nuez retiene partículas entre 30 a 20 mesh (0,5 mm a 0,841 mm).

Esta cáscara es utilizada como lecho en estos filtros, ya que gracias a sus propiedades oleófilas, permite la remoción de aceite de las aguas residuales producto de la industria petrolera principalmente. El retiro de sólidos suspendidos se debe gracias al empaquetamiento del lecho. Tienen una capacidad de proceso de 50.000 BWPD.

Filtración: Se estima de 10 - 12 horas diarias, máximo 24 horas. Retrolavado: Se produce por tres condiciones, a- Manual, b- Automático (tiempo) y c- Diferencial de Presión ($> 16\text{psid}$).

El agua de retrolavados es tratada con floculante y coagulante para ayudar al proceso de separación en los decantadores.

4.1.2.1.4. Decantadores

Los decantadores son utilizados para el tratamiento de aguas de retrolavado de los filtros, son tanques diseñados según la Norma API con dimensiones específicas, de acuerdo a la necesidad de operación, cuyo objetivo es separar gravitacionalmente las natas, lodos y agua. Los decantadores de los paquetes de tratamiento de agua en el CPF tienen una capacidad de 500 BBL.

Figura 35. Decantadores de 500 bbl



Fuente: la autora

Llenado: Se estima de 12 - 15 minutos, depende del flujo de entrada.

Decantación: Se estima de 8 a 10 horas.

Desocupación: Se produce por tres condiciones, a- Manual, b- Automático (tiempo) y c- Solicitud del filtro (Presión diferencial $> 16\text{psid}$).

4.1.2.1.4. Piscina de retrolavado

La piscina de retrolavado es una facilidad diseñada para darle un tiempo de residencia al fluido que proviene del producto de los retrolavados al lecho filtrante que son depositados en los decantadores y después de un tiempo de decantación se direcciona a esta.

La piscina cuenta con 5 bahías de 3654 BBL c/u, con una capacidad nominal 20000 BBL y una capacidad de proceso 500000 BBL. También cuenta con un sumidero que tiene una capacidad de 240 BBL. Los sólidos recuperados en este sumidero serán transferidos por medio de camión de vacío o tracto camión hacia una planta de tratamiento de sólidos.

4.1.2.1.5. Piscina de inyección

La piscina de inyección es una estructura diseñada para depositar el agua filtrada y luego ser transferida hacia los PAD de inyección, cuenta con unos equipos que son los siguientes:

En el CPF se tienen 2 piscinas de inyección, con las siguientes características:

- 12 bahías 10,000 BBL c/u
- Capacidad nominal de 120,000 BBL
- Capacidad operativa 15000.000 BWPD
- Bombas verticales multietapas Cap. 3500 gpm 120,000 BWPD
- Línea de 36" descarga de las bombas verticales que direcciona fluido hacia los PAD de inyección.

4.2. CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

Tabla 26. Propiedades fisicoquímicas del agua de inyección CPF en estudio

Parámetros	Método	Unidades	PAD de Inyección	Especificación
Acidez* CO₂ Disuelto	Volumétrico	mg/L	0	<10
Alcalinidad*	Volumétrico	mg/L	512	N.E
Cloruros	Volumétrico	mg/L	134	N.E
Conductividad	Conductimétrico	μS/cm	1191	N.E
DBO₅	Respirométrico	mg/L	53	N.E
DQO	Reflujo Cerrado	mg/L	82,00	N.E
Dureza Total*	Volumétrico	mg/L	20	N.E
Hierro	Colorimétrico	mg/L	0,13	<1
Grasas y Aceites	Colorimétrico	mg/L	3.2	<5
Nitritos	Colorimétrico	mg/L	0,005	N.E
Oxígeno Disuelto	Yodométrico	ppm	0,40	<1 ppb
pH	Potenciométrico	Unidad	7,60	6.5 - 8.5
Sólidos Disueltos	Gravimétrico	mg/L	876	N.E
Sólidos Suspendidos	Gravimétrico	mg/L	16	<5
Sulfatos	Fotométrico HACH	mg/L	8	N.E
Temperatura	Termometría	°C	60,6	N.E
Turbidez	Nefelométrico	NTU	9.8	<3.5
BSR	Microbiológico	ufc/ml	10	<100000

Fuente: la autora

El índice de Langelier es de +0.2 para el cual no se requiere tratamiento para inhibir incrustaciones y el índice Ryznar es de 7.13 por lo cual el agua es moderadamente corrosiva.

El contenido de Bario (Ba⁺⁺) se encuentra entre 10 a 15 mg/L. De acuerdo con estos resultados, el agua de inyección del CPF en estudio presenta una baja concentración de cloruros. La concentración de oxígeno disuelto siempre oscila entre 0,4 a 1,2 ppm; nunca se han obtenido valores por debajo de 1 ppm.

4.3. DESCRIPCIÓN DEL TRATAMIENTO QUÍMICO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN EN EL CPF EN ESTUDIO

4.3.1 Rompimiento de la emulsión inversa

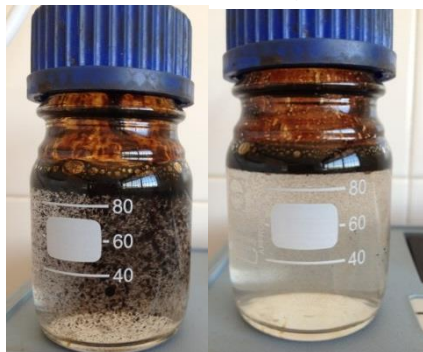
Debido a que el agua de producción proveniente de los pozos forma emulsiones inversas con el petróleo crudo, se realiza tratamiento con un rompedor inverso en la primera etapa del proceso el cual tiene como función recuperar la mayor cantidad de aceite del agua sin clarificarla debido a que el agua contiene sólidos que al acumularse en la interfase pueden afectar la deshidratación del crudo.

Figura 36. Emulsión inversa en el agua



Fuente: la autora

Figura 37. Efecto del rompedor inverso en el agua

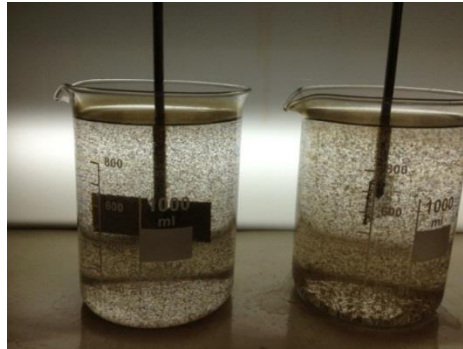


Fuente: la autora

4.3.2. Coagulación

Mediante la adición de coagulante a la salida de las celdas de flotación se busca la desestabilización de las partículas suspendidas en el agua, con la formación de núcleos microscópicos. Esta sustancia, al introducirse en el agua, induce el agrupamiento de las partículas para luego realizar una floculación fácil.

Figura 38. Adición de coagulante a diversas dosis en una prueba de jarras

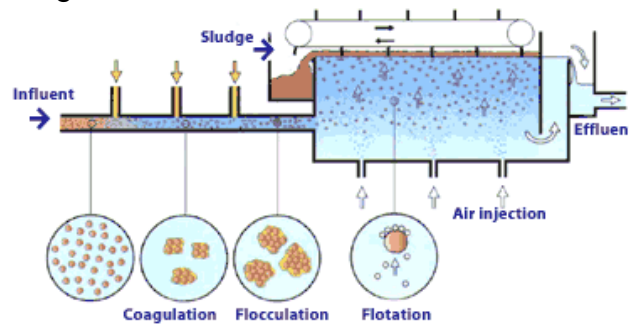


Fuente: la autora, Coagulante Floctreat Clariant Oil Services

4.3.3. Floculación

El floculante usado en campo consiste en cristales de polímero, el cual es preparado con el agua de producción con el fin de que sea líquido para poder inyectarlo en la línea de salida de las celdas de flotación aguas abajo del coagulante. El floculante realiza acción inmediata con el coagulante y se forma un floc que tardará alrededor de 4 segundos en llegar al lecho filtrante con el fin de generar retención de los sólidos y el aceite residual del agua de producción.

Figura 39. Proceso coagulación-floculación en una celda de flotación



Fuente: <http://www.elaguapotable.com/decantacion.htm>

Una vez que se ha añadido el coagulante y se ha realizado la operación de coagulación se pasa a la formación de flóculos mayores. El polímero líquido adicionado en bajas concentraciones tiene como fin formar partículas agregadas de mayor tamaño que puedan ser retenidas por el filtro con el fin de que el agua filtrada sea de mejor calidad.

Figura 40. Polímero para el tratamiento del agua



Fuente: la autora

4.3.4. Tratamiento del agua en decantadores

El agua proveniente del retrolavado de los filtros contiene una alta carga de aceite y sólidos en suspensión. Cuando se realiza esta operación se adiciona coagulante y floculante con el fin de que se presente la sedimentación de los sólidos en la base del decantador. Para ello se cuenta con puntos de aplicación de estos productos químicos en las líneas de salida de todos los filtros que se conectan directamente al sistema de decantadores. Mediante la adición de coagulante se desestabilizan las cargas del agua y mediante la adición de floculante, se aglutinan las sustancias coloidales presentes en el agua, facilitando de esta forma su decantación y posterior eliminación en el sumidero que se encuentra en la piscina de retrolavados destinado para tal fin.

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

- Sólidos en suspensión
- Partículas coloidales (menos de 1 μm), gobernadas por el movimiento browniano
- Sustancias disueltas (menos de varios nanómetros)

Figura 41. Agua de retrolavados después de la adición de coagulante y floculante



Fuente: la autora

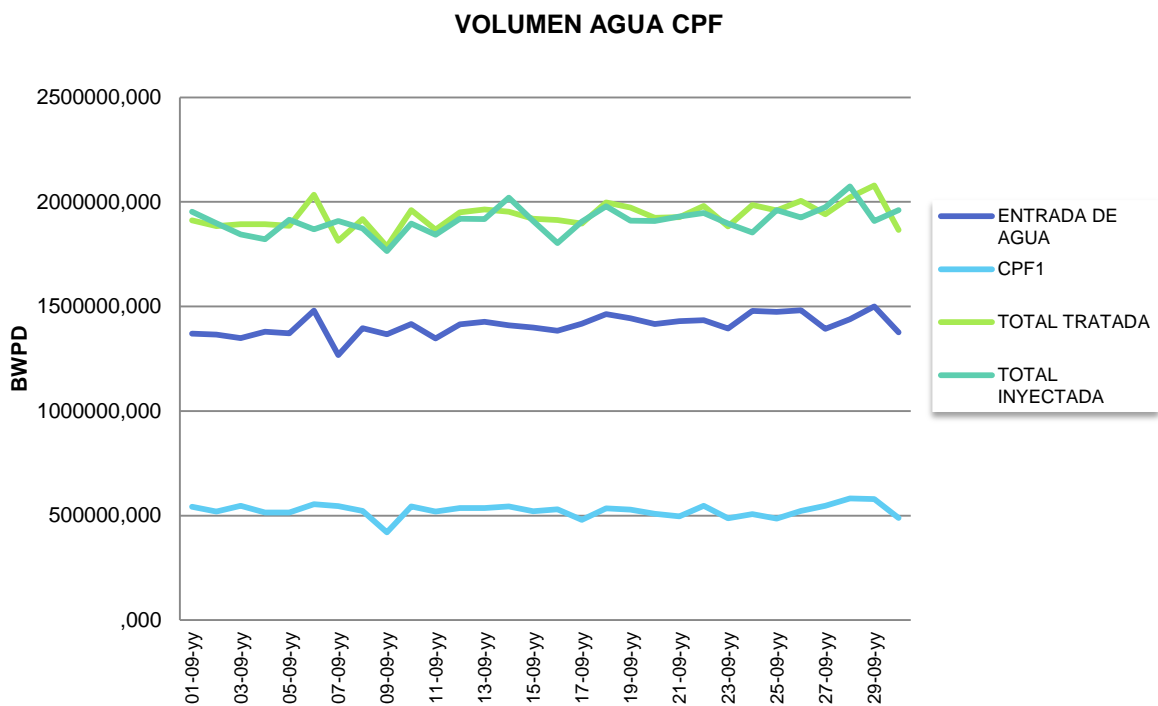
4.3.5. Tratamiento químico del agua de inyección

Actualmente se están inyectando alrededor de 1.900.000 BWPD a los pozos inyectoros SDW de los PAD. El agua que se envía hacia los PAD es tratada diariamente con secuestrante de oxígeno y con dos tipos de biocida periódicamente mediante baches alternados cada 7 días. Para lograr una mínima concentración de oxígeno disuelto en campo la empresa operadora estableció que el agua que se inyecta a los PAD debe tener un valor menor a 1 ppb. En los PAD de inyección se han registrado valores de oxígeno disuelto en agua menores a 1,5 ppm por el método colorimétrico.

4.4. VALIDACIÓN DEL DIAGNÓSTICO DE CAMPO MEDIANTE PRUEBAS EXPERIMENTALES

A continuación se realizará una reseña general del sistema de tratamiento de agua en el CPF en estudio, se analizan las condiciones del proceso y se realizan algunas pruebas con el fin de evaluar condiciones de tratamiento en el sistema.

Figura 42. Volúmenes de producción de agua en el CPF en estudio



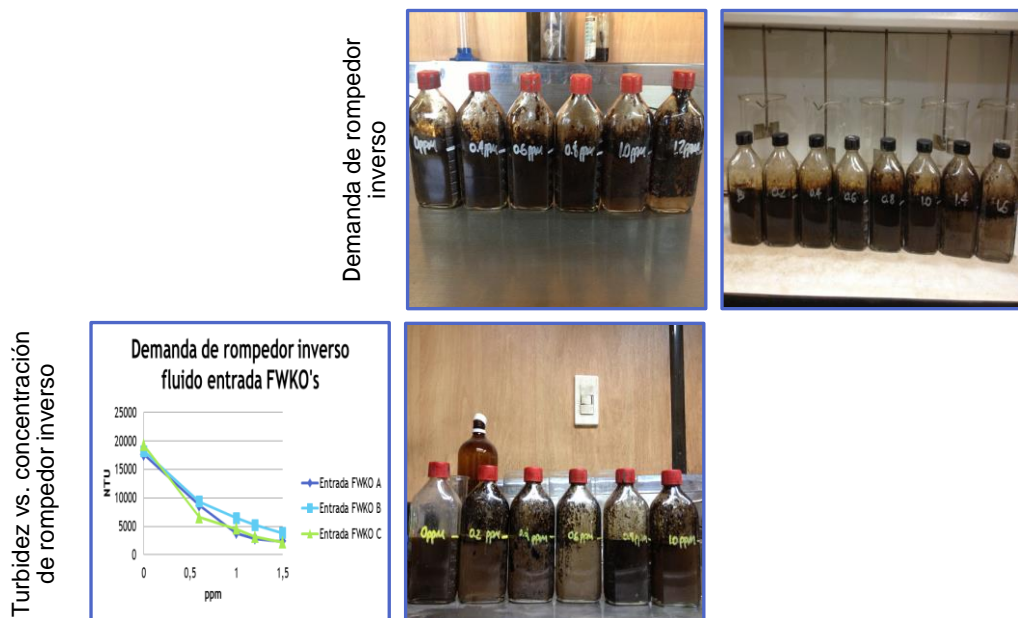
Fuente: la autora

Como se observa en la anterior gráfica, la tendencia del agua a tratar de la producción del CPF tiende a aumentar con el paso del tiempo debido a aperturas de pozos nuevos o luego de operaciones de workover.

4.4.1. Tratamiento de la emulsión inversa

Se realiza una evaluación del rompedor inverso a las entradas y salidas de los FWKOS (Ver anexo A). Se realizan periódicamente demandas de rompedor inverso a la entrada de los FWKOS y con el fluido que ingresa a los skim tank con el fin de analizar las condiciones del fluido y proponer posibles ajustes de dosificación.

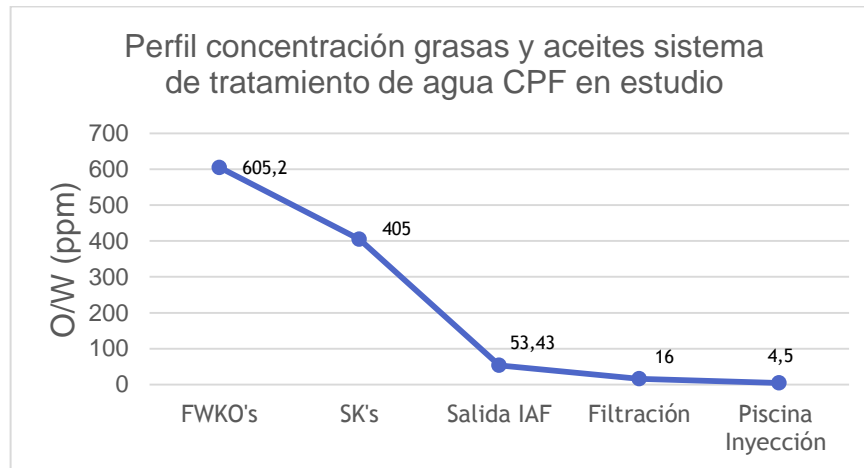
Figura 43. Pruebas de demanda de rompedor inverso, CPF en estudio



Fuente: la autora

Se debe resolver en gran parte la emulsión inversa en los FWKO (etapa primaria de eliminación del agua) con el fin de recuperar más aceite crudo y obtener una mejor remoción de aceite en el agua teniendo como referencia el parámetro de turbidez del agua de salida de los FWKO. A mayores dosis de inverso se tiene una disminución de la turbidez del agua. Se garantiza siempre que al ajustar dosificación no se afecta la deshidratación del crudo porque el rompedor inverso actúa en fase acuosa sobre la emulsión O/W.

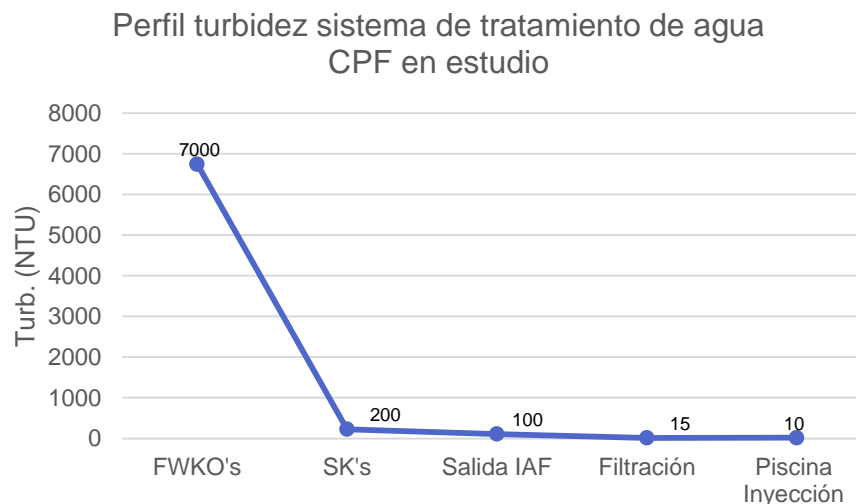
Figura 44. Perfil de O/W en los puntos de control del sistema de tratamiento de agua



Fuente: la autora

El agua durante el proceso de tratamiento en las facilidades de superficie disminuye su turbidez a lo largo de las diferentes etapas. Al final del proceso el agua de inyección debe presentar una turbidez menor a 10 NTU para su inyección a la formación.

Figura 45. Perfil de la turbidez del agua en los puntos de control del sistema de tratamiento de agua



Fuente: la autora

Figura 46. Calidad visual del agua de producción para la inyección a pozos SWD



Fuente: la autora

4.1.2. Agua con alta carga de grasas y aceites para celdas de flotación

Actualmente en el CPF en estudio se procesa agua proveniente de otra facilidad de producción. El agua ingresa a las celdas IAF con valores de grasas y aceites entre 200 a 1000 ppm y el agua de salida presenta valores en un rango de 40 a 200 ppm. El agua filtrada presenta valores entre 5 a 40 ppm de O/W afectando la calidad del agua tratada.

Figura 47. Agua entrada celdas IAF - agua externa, CPF en estudio



Fuente: la autora

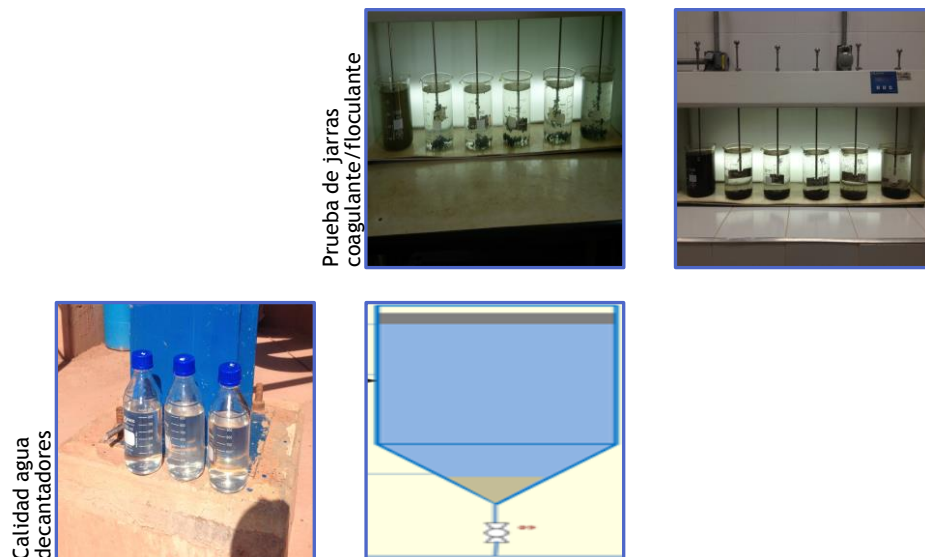
4.1.3. Tratamiento del agua en los decantadores y calidad del agua de retrolavados

Actualmente, los filtros se someten a retrolavados cada 8 a 12 horas, dependiendo de la disponibilidad de una piscina de retrolavados que hoy en día posee baja capacidad de almacenamiento y está compuesta por 5 bahías de 3500 bbls. Si los parámetros de grasas y aceites del agua de retrolavados son altos, al bombearse a la piscina de inyección la calidad de esta se ve afectada.

Por otra parte el sumidero de capacidad que almacena borras aceitosas muchas veces no puede ser drenado y actualmente se cuenta con una baja capacidad de procesamiento de lodos aceitosos.

En campo se cuenta con una sola planta de procesamiento de borras la cual procesa los lodos aceitosos de otro CPF, razón por la cual se retienen los residuos en el CPF en estudio retrasándose todas las operaciones de limpieza y evacuación de sólidos.

Figura 48. Pruebas de jarras, CPF en estudio



Fuente: la autora

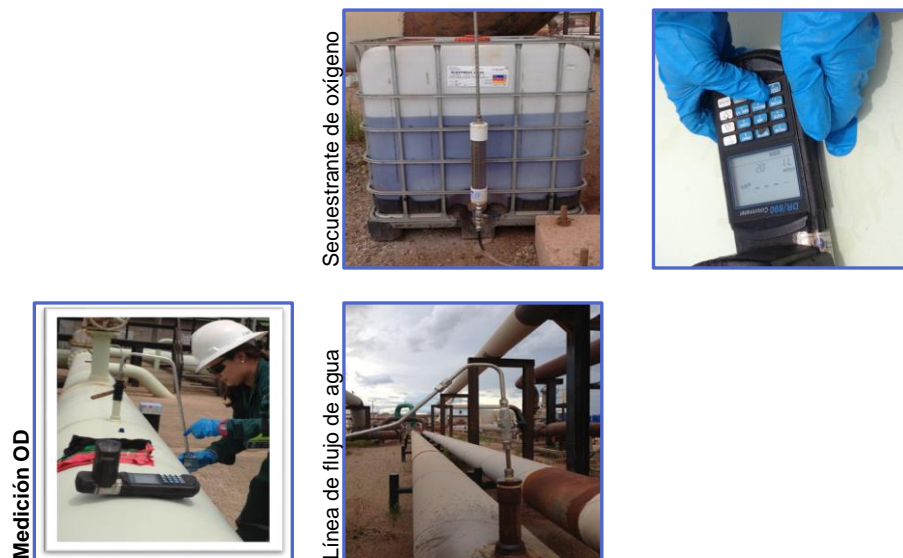
Se realizan pruebas de jarras (Ver Anexo B) para mejorar la calidad de agua de los decantadores. De esta forma se establecen nuevas dosificaciones de coagulante y floculante para el agua de los retrolavados que es decantada con el fin de eliminar la carga de sólidos hacia el sumidero.

Se obtuvo agua decantada con valores de turbidez menores a 20 NTU y de grasas y aceites menores a 16 ppm.

4.1.4. Inhibición de oxígeno disuelto

Se realizaron pruebas de campo (Ver anexo D y E) en una de las cuales se probaron tres productos secuestrantes de oxígeno con el fin de observar la concentración de oxígeno disuelto en agua que llega a través de la tubería de transporte de agua de producción de la facilidad a los pozos dispositivos de agua. El agua que sale de la piscina antes de la adición del producto tiene una concentración de oxígeno disuelto de 1,5 ppm (1500 ppb), un pH de 7.290 y una temperatura de 147 °F.

Figura 49. Pruebas de inhibición de oxígeno, CPF en estudio

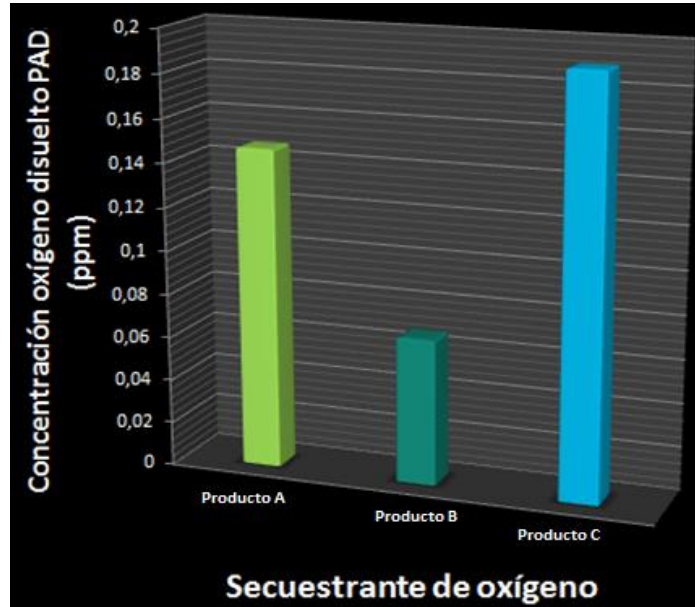


Fuente: la autora

Se trataron 240.000 BWPD. Durante la prueba de inyección de secuestrante de oxígeno se obtienen valores de pH en un rango entre 7,3 y 7,5 sin afectar el agua de inyección. La medición de oxígeno disuelto se realizó por el método de monitoreo en campo Indigo Carmine (Ampollas AccuVac) para rangos bajos (0 a 1000 µg/L O₂).

En la siguiente gráfica se puede observar la concentración de oxígeno disuelto en el agua que se recibe en el PAD cuando se inyectó cada producto.

Figura 50. Pruebas de inhibición de oxígeno, CPF en estudio



Fuente: la autora

Se puede observar que el producto B es de rápida reacción. Se realizaron posteriores pruebas con el producto en donde se encontró un rango de oxígeno disuelto entre 50 a 70 ppb en el agua de inyección. Se recomendó ensayar los productos a mayores caudales (>700 GPD) con el fin de determinar si la concentración podría alcanzar valores menores a 60 ppb.

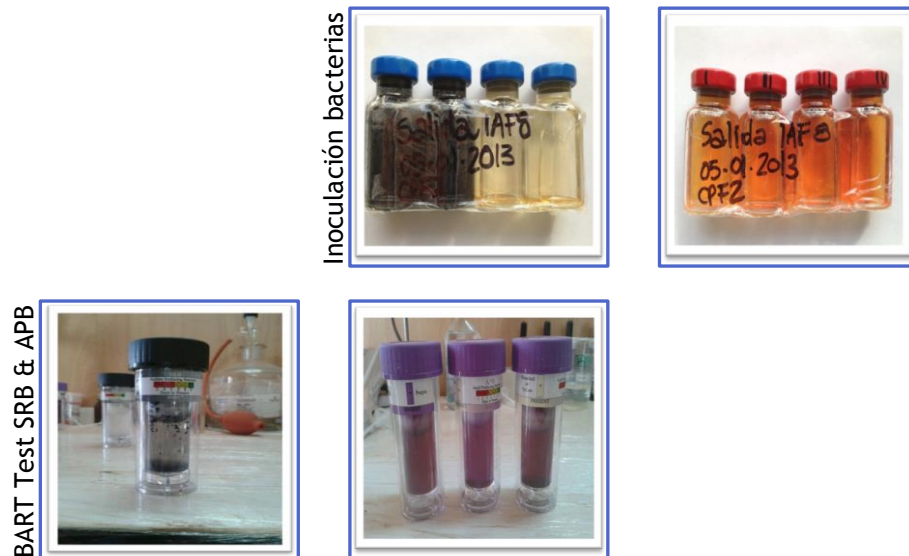
Se deben realizar próximas determinaciones con un método de alta precisión para determinar con mayor exactitud los valores de oxígeno disuelto que son analizados por los métodos de campo. Debido a muchos factores, por ejemplo, la temperatura del agua, la presión, el equilibrio termodinámico y eficiencia de la reacción química con el oxígeno alcanzar un valor menor 1 ppb presenta dificultad, normalmente se han reportado experimentalmente valores entre 20 a 200 ppb. Además de la concentración de oxígeno disuelto en el agua, el hierro, el estado de la superficie de acero y la tasa de flujo, influyen significativamente en la generación de partículas y la distribución del tamaño de la corrosión en un sistema de inyección de agua.

4.1.5. Presencia de bacterias

Se realizó un estudio bacteriológico para monitorear presencia de bacterias APB y SRB en los puntos de control de sistema. Con esto se planteara un control de cepas de bacterias SRB y un nuevo esquema de tratamiento con biocida

Se inocularon viales de bacterias sulfatoreductoras y ácido productoras mediante el método NACE TM 0194-2004 "Field Monitoring of Bacterial Growth in Oil and Gas Systems," a las cuales se les dió un periodo de incubación de 21 días y se confirmaron paralelamente con la prueba BART (Biological Activity Reaction Test).

Figura 51. Pruebas de monitoreo de cepas SRB y APB, CPF en estudio



Fuente: la autora

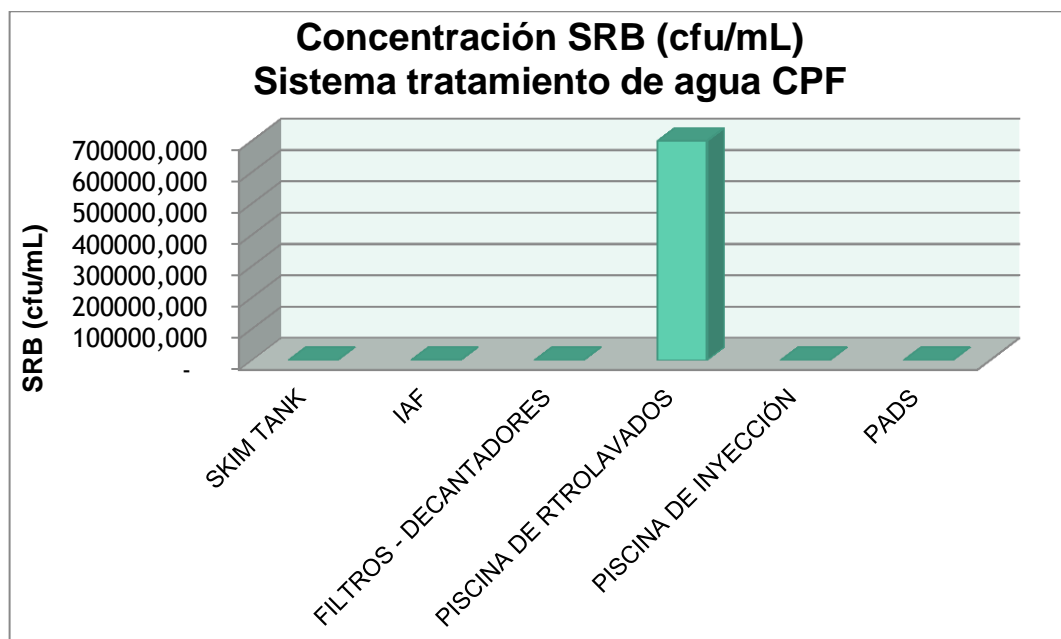
En la siguiente tabla se puede observar la concentración de bacterias en los diferentes puntos de control del CPF en estudio:

Tabla 27. Monitoreo cepas SRB del sistema de tratamiento de agua del CPF en estudio

Punto de control	SRB (cfu/mL)
SKIM TANK	10
IAF	1,000
FILTROS - DECANTADORES	100
PISCINA DE RETROLAVADOS	700,000
PISCINA DE INYECCIÓN	10 – 1,200
PADS	10 – 1,200

Fuente: la autora

Figura 52. Gráfica monitoreo de cepas SRB del sistema de tratamiento de agua del CPF en estudio



Fuente: la autora

Se concluye que la piscina de retrolavados es el punto más crítico de contaminación microbiana y en el cual se presencia mayor de bacterias SRB. Se recomienda realizar baches periódicos de biocida en este punto debido a que el agua se transfiere continuamente a la piscina de inyección.

4.1.6. Problemas en el tratamiento del agua en el CPF en estudio

En el campo en estudio se presentan los siguientes problemas:

- El agua de salida de los FWKO presenta una emulsión inversa que debe ser resuelta en esta primera etapa, por lo cual se requiere incrementar la dosificación de rompedor inverso en este punto para disminuir la cantidad de aceite que llega a los skim tank, esto se traduciría en la disminución de la turbidez del agua en las siguientes etapas y se tendría una mayor recuperación de aceite libre en las celdas de flotación.
- El agua de las celdas de flotación no presenta contenidos de grasas y aceites menores a 20 ppm por lo cual los lechos filtrantes de cascarilla de palma se saturan rápidamente y se a veces se obtienen concentraciones de grasas y aceites superiores a 6 ppm máximo valor permitido para el agua de inyección según el parámetro establecido por la empresa operadora.
- El aceite residual en los filtros causa que el agua de los retrolavados presente una mayor carga de aceite que estará concentrada en el agua enviada a los decantadores y por consiguiente este se envíe a la piscina de retrolavados cuya agua también es transferida a las piscinas de inyección.
- En cuanto al contenido de oxígeno disuelto en el agua que va hacia los PAD se mantiene en valores entre los 0,4 a 0,6 ppm pero no se ha logrado disminuir de este valor debido a que la inyección autorizada para este producto es muy baja. Por lo tanto se requiere la inyección de producto según la relación estequiométrica 1:20, 20 ppm de producto por cada ppm de oxígeno disuelto concentrado en el agua. Adicionalmente se requieren métodos más precisos de para la medición de oxígeno disuelto. No se conoce bajo que norma o estudios técnicos se estableció que el agua deba ser inyectada con valores de oxígeno disuelto menores a 1 ppm. Actualmente se está trabajando en la selección de secuestrantes de oxígeno.
- En el CPF no se ha ejecutado un programa para el control de la corrosión y la protección de la integridad de líneas. Pero por parte del aérea de tratamiento químico se está trabajando en implementar mejores prácticas

para el monitoreo de contaminantes como gases disueltos y bacterias con el fin de disminuir la corrosión por esta causa.

- No se cuentan con caracterizaciones completas del agua de formación e inyección en donde se tenga un registro histórico de iones y contaminantes.
- Debido al gran volumen de agua para tratar muchos equipos de proceso, como las celdas de flotación están trabajando sobre el límite de su capacidad de procesamiento.
- No se cuenta con una planta de procesamiento de lodos aceitosos que cuente con la capacidad para tratar lo que se produce diariamente en la facilidad; debido a esto se reducen muchas operaciones como los retrolavados y la evacuación de borras en el sumidero de la piscina de retrolavados.
- No hay antecedentes de estudios de contaminación de aguas subterráneas.

5. PROGRAMA DE TRATAMIENTO QUÍMICO DEL AGUA COPRODUCIDA CON PETRÓLEO PARA LA INYECCIÓN

Debido a que en nuestro país el tratamiento que se le da al agua en los campos productores de petróleo no es suficiente para garantizar una calidad total de este fluido, es necesario establecer un programa de tratamiento del agua basado en un diagnóstico del estado actual del proceso en el campo, planteando mejoras y diseños, realizando estudios, monitoreo continuo, pruebas de laboratorio y piloto que busquen mejorar la calidad del agua que se suministra al sistema de inyección.

Se requieren establecer tecnologías de tratamiento y de inyección de productos químicos costo efectivos, con un monitoreo antes, durante y después, lo que permite verificar si el fluido se maneja de forma adecuada, facilitando hacer un seguimiento a los resultados y contribuyendo al mejoramiento de la calidad del agua de inyección.

Es muy importante la evaluación de la eficiencia de los sistemas de inyección de agua en cada una de sus partes, desde la fuente, sistema de tratamiento de agua hasta los pozos inyectoros mediante monitoreos periódicos. Se deben realizar caracterizaciones físico-químicas del agua en diferentes puntos del sistema, evaluando la calidad del agua por etapas y la evaluación del impacto de su calidad en el medio poroso de la formación receptora.

La inyección de agua se utiliza para mantener una presión para el recobro de hidrocarburos así como también para disponer agua coproducida en el proceso de extracción del petróleo de una forma ambientalmente aceptable.

La gestión del agua en los campos petroleros es un desafío técnico, económico, logístico y regulatorio. Es necesario tener una comprensión de la química del agua para desarrollar soluciones de gestión del agua para proteger la integridad del pozo y de la productividad, el medio ambiente, y la inversión que realizan las empresas operadoras y productoras de petróleo.

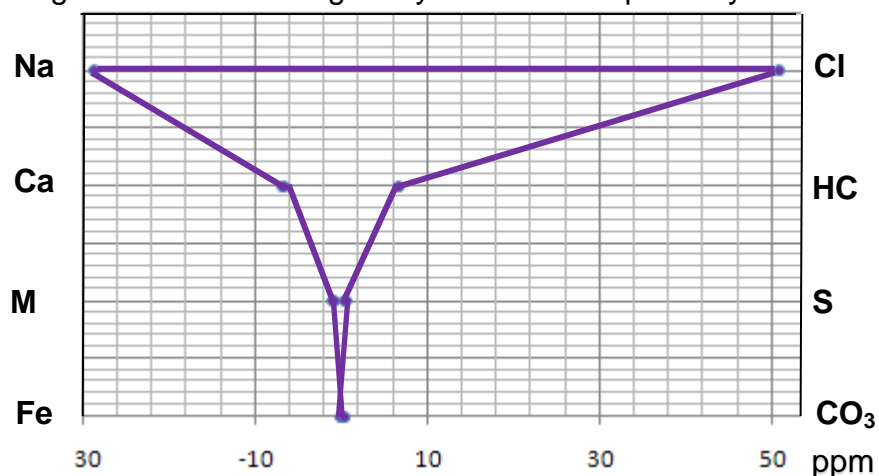
5.1. CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS

Todas las facilidades para el tratamiento de agua de producción, deberían tener análisis de datos de agua de cada yacimiento (si proviene de varios) y para la corriente de agua producida típica del campo.

Realizando análisis de los constituyentes disueltos en las aguas se encuentran valiosas claves de su historia geológica, permitiendo establecer con el uso de las concentraciones y relaciones de las especies en las aguas su posible origen y los procesos que han ocurrido en su interacción con el subsuelo.

En el siguiente diagrama se muestra el ejemplo de una caracterización del agua inyectada a la formación Carbonera 1 y 2 en un pozo inyector de la zona del Casanare, las concentraciones catiónicas están a la izquierda del eje vertical, y las aniónicas a la derecha.

Figura 53. Diagrama de Stiff del agua inyectada en un pozo inyector en Colombia



Fuente: la autora

Una caracterización físico-química completa de las aguas (formación, producción e inyección), la determinación del índice de estabilidad y diagrama de Stiff es la principal guía para establecer un programa de tratamiento químico. De esta forma se puede evaluar la tendencia incrustante del agua y la concentración de los iones principales. Normalmente se cuentan con muchas técnicas analíticas que se realizan en la industria y existen laboratorios especializados para realizar estos análisis.

Adicionalmente se puede realizar los siguientes estudios:

- Compatibilidad de las aguas a inyectar con los fluidos de la formación y con el sistema poroso.
- Interacción fluido-fluido. Determinación de la tendencia incrustante, tipo de escamas y criticidad de cada agua individual o mezclas entre aguas de inyección y aguas de formación y la formación de emulsiones entre el agua de inyección y el crudo de la formación.
- Interacción roca-fluido. Predicción de la sensibilidad de la formación por interacción con el agua de inyección con base en la fisicoquímica de las aguas y la mineralogía de la roca y la definición de la necesidad de pre-tratamiento.
- Desplazamiento en corazones. Determinación de la sensibilidad de la formación al agua de inyección y la tasa crítica. Teniendo en cuenta la distribución de tamaño de garganta de la formación se evalúa un tamaño de partícula máximo para los sólidos suspendidos en el agua de inyección para minimizar impacto en la inyectividad.

Para inyectar un volumen de agua a la formación se debe controlar la presión inyección por debajo de la presión de fractura de la formación para cumplir este objetivo y evitar daños en el reservorio en el cual se dispone el agua.

Algunos aspectos del reservorio impactan la habilidad de inyectar el agua a la formación de interés como:

- La permeabilidad inherente
- Efectos de la permeabilidad relativa asociados con saturaciones de fluido inmóvil
- Daños mecánicos en la formación
- Migración de finos
- Geoquímica de las rocas de formación

5.2. MONITOREO PERIÓDICO DE ASPECTOS FISICOQUÍMICOS

Se debe llevar a cabo un programa de monitoreo periódico que se sugiere se realice bajo el siguiente esquema.

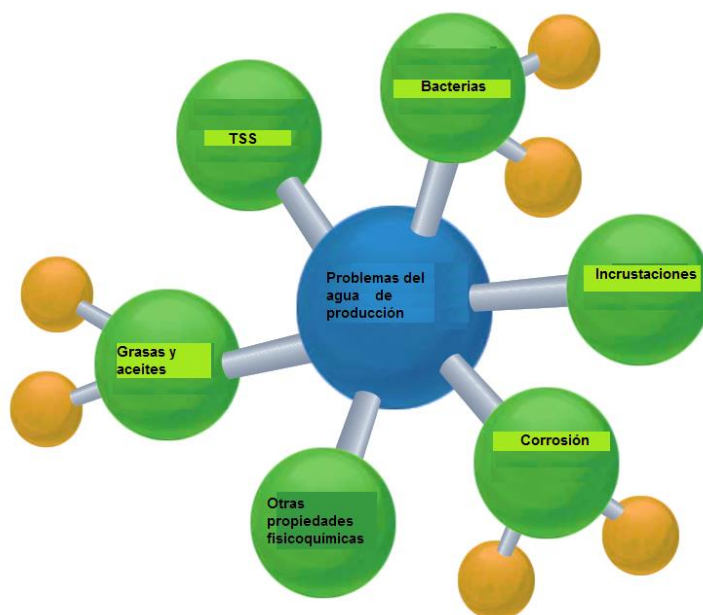
Tabla 28. Esquema de análisis fisicoquímicos del agua coproducida con petróleo

Diario	Semanal	Mensual
Contenido de grasas y aceites	Gravedad específica	Cationes y aniones
Turbidez	Sulfuro de hidrógeno	Métales
Sólidos totales disueltos	Dióxido de carbono disuelto	Población bacteriana
Oxígeno disuelto	Alcalinidad	Monitoreo de la corrosión
Temperatura	Dureza	
pH	Hierro	
	Sulfatos y sulfitos	

Fuente: la autora

En general se debe monitorear y prestar especial atención a los contaminantes del agua.

Figura 53. Contaminantes del agua de producción



Fuente: la autora, modelo molécula Baker Hughes

5.3. CONTROL DE LA EMULSIÓN INVERSA

Las aguas producidas con petróleo contienen hidrocarburos producto de su contacto desde el reservorio, presentando un problema cuando se procesan debido a que forman emulsiones inversas y su remoción no se puede hacer con eficiencia durante el proceso de separación agua/crudo, en las etapas de tratamiento de agua causando problemas de saturación cuando se inyecta agua con alto contenido de hidrocarburos en la formación.

Figura 54. Hidrocarburos en el agua de producción



Fuente: la autora

El agua al final del proceso de tratamiento debe contener una cantidad mínima de hidrocarburos para garantizar que la formación receptora no sea taponada por las grasas y aceites que aún están presentes en el fluido.

En muchos campos en Colombia se requiere que el contenido de hidrocarburos en las condiciones finales del agua de inyección tenga un valor inferior a 5 ppm, que es el valor promedio aceptable.

Si la emulsión inversa se resuelve en las primeras etapas de separación gravitacional, coalescencia o de-oiling se va a tener una mejor eficiencia de remoción de grasas y aceites en las siguientes etapas.

Normalmente se utilizan polielectrólitos catiónicos, hidróxido de (hierro, aluminio y circonio), poliacrilamidas de alto peso molecular y tiocarbamatos para tratar la emulsión inversa.

Para seleccionar un rompedor inverso se realiza una prueba de botella o demanda de inverso en donde se establecen las dosificaciones optimas que remueven de mejor forma el aceite dejando una turbidez residual menor en el agua y una concentración de grasas y aceites baja establecida como buen parámetro para la siguiente etapa del proceso.

5.4. CONTROL DE SÓLIDOS

Para la eliminación de solidos normalmente en los campos petroleros se realiza una coagulación típica del agua, proceso en el cual se produce desestabilización y posterior agregación de partículas en suspensión coloidal presentes en el agua, para potenciar la etapa de floculación y posterior decantación en la que esas partículas deben separarse del agua.

Figura 55. Sólidos que sedimentan del agua de producción



Fuente: la autora

Los sólidos tienen una fuerte tendencia a estabilizar las emulsiones, especialmente si están presentes como finos o cuando se humedecen tanto por el aceite y como el agua. La extracción de los sólidos o su fuente es a veces todo lo que se requiere para eliminar o reducir el problema emulsión.

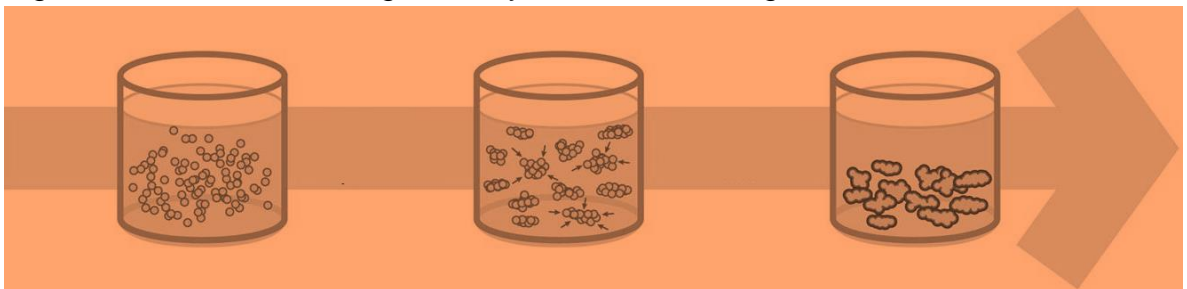
Los sólidos generan principalmente taponamiento de la formación. La severidad del taponamiento se puede controlar realizando un diagnóstico de:

- Concentración de sólidos suspendidos
- Tamaño de los sólidos suspendidos
- Tasa de inyección de los sólidos suspendidos
- Distribución del tamaño de poro de la formación en la cual se está inyectando

5.4.1. Clarificación del agua

Consiste en la remoción de sólidos suspendidos en el agua para satisfacer los requerimientos del agua a inyectar.

Figura 56. Proceso de coagulación y floculación del agua



Fuente: la autora

Para realizar la clarificación del agua se retiran impurezas y material suspendido en el agua. De esta manera, la coagulación consigue que el sistema se desestabilice y con la floculación se tiene una agrupación de partículas.

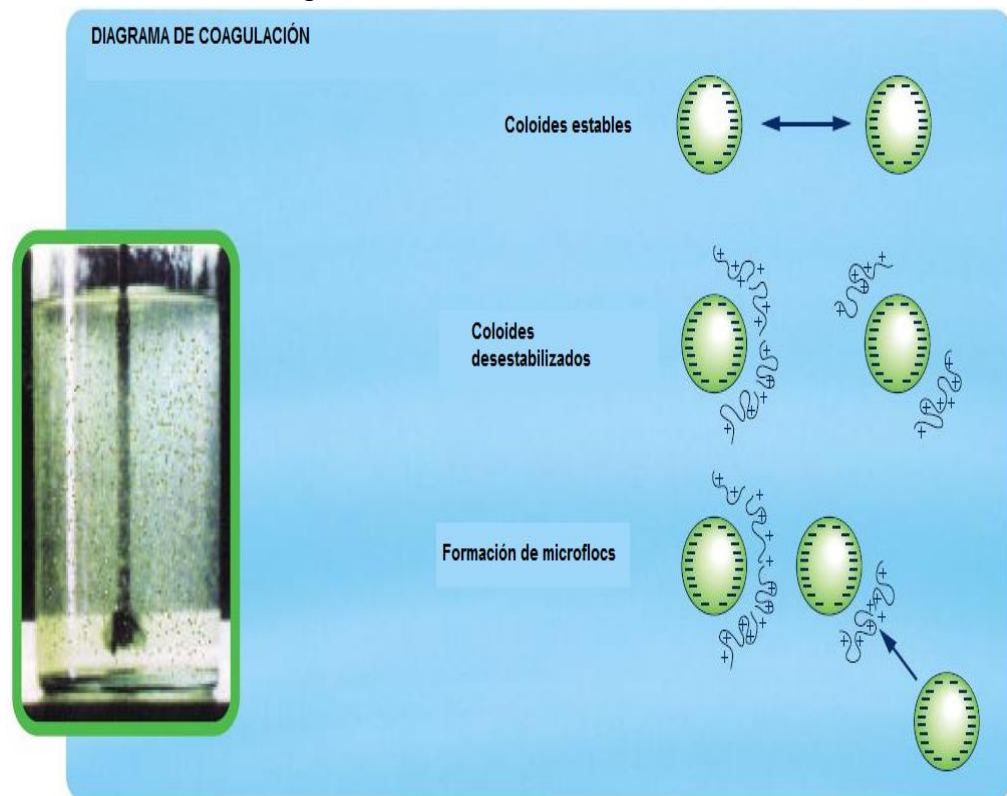
5.4.1.1. Coagulantes

Los coagulantes son agentes químicos que producen la desestabilización de las partículas suspendidas de modo que se reduzcan las fuerzas de separación entre ellas. Tienen la función de neutralizar las fuerzas electrostáticas, romper la estabilidad coloidal y tienen un peso molecular que ayuda a que una posterior floculación las partículas precipiten rápidamente.

El coagulante ideal será el que en primer lugar facilite una carga para la desestabilización de los coloides y después forme el floculo sobre el cual pudieran adsorberse fácilmente las partículas.

Estos pueden ser inorgánicos como el sulfato de aluminio, polímeros de aluminio o coagulantes orgánicos polielectrólitos de origen natural o macromoléculas de cadena larga como el óxido de polietileno, poliacrilamida, entre otros.

Figura 57. Proceso de coagulación



Fuente: Coagulation mechanism scheme. Source: SNF FLOERGER (2003)

Para complementar la adición del coagulante se requiere del mezclado para destruir la estabilidad del sistema coloidal. Para que las partículas se aglomeren

deben chocar, y el mezclado promueve la colisión. El movimiento browniano, movimiento caótico comunicado a las partículas pequeñas al ser bombardeadas por moléculas individuales de agua, está siempre presente como una fuerza homogeneizadora natural. Sin embargo, casi siempre es necesaria energía adicional de mezclado. Un mezclado de gran intensidad que distribuya al coagulante y promueva colisiones rápidas es lo más efectivo. También son importantes en la coagulación la frecuencia y el número de colisiones entre las partículas. Así, en aguas de baja turbidez, puede requerirse la adición de sólidos para aumentar dichas colisiones.

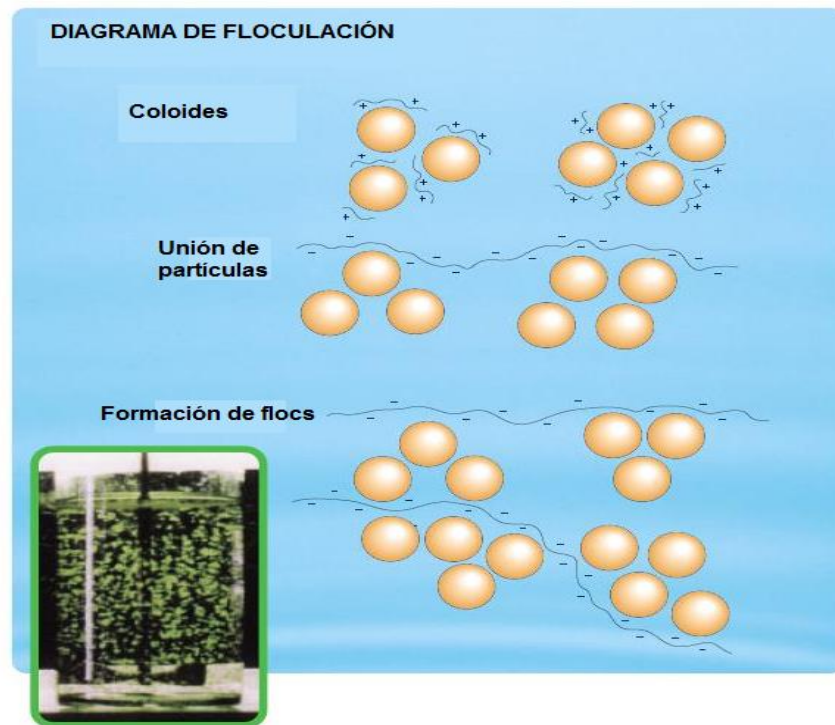
5.4.1.2. Floculantes

La floculantes son otros agentes químicos que producen la aglomeración de partículas desestabilizadas en microfloculos y después en los floculos más grandes que tienden a depositarse en el fondo de los recipientes construidos para este fin, denominados decantadores.

Los floculantes pueden ser agentes absorbentes como el carbonato cálcico, carbón activado u otros; también son sílice activa o polielectrólitos (Son polímeros de alto peso molecular, naturales o sintéticos).

Un floculante reúne partículas en una red, formando puentes de una superficie a otra y enlazando las partículas individuales en aglomerados. La floculación es estimulada por un mezclado lento que junta poco a poco los floculos. Un mezclado demasiado intenso los rompe y rara vez se vuelven a formar en su tamaño y fuerza óptimos. Una buena floculación favorece el manejo del lodo final para su desecación, filtrado, etc.

Figura 58. Proceso de floculación



Fuente: Flocculation mechanism scheme. Source: SNF FLOERGER (2003)

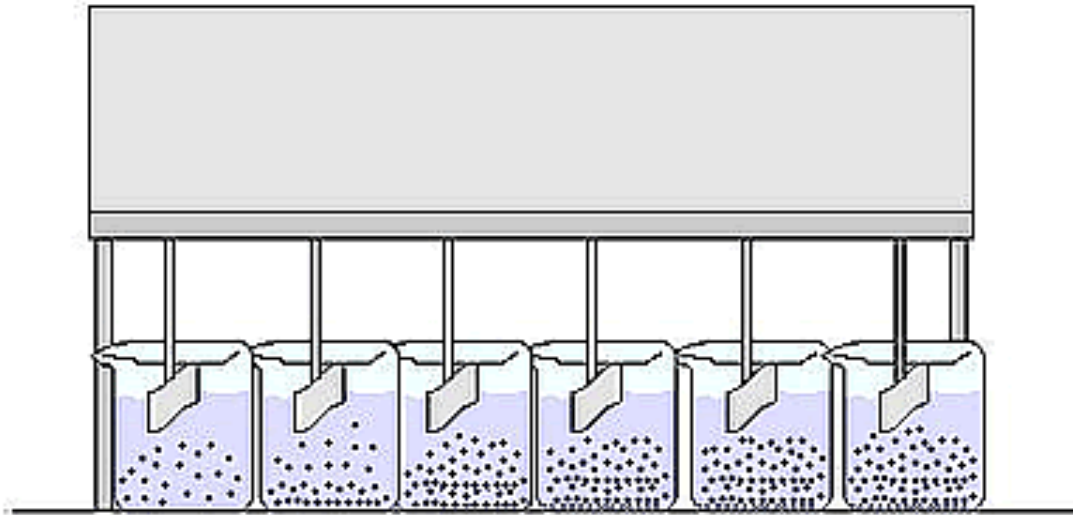
5.4.1.3. Pruebas de jarras

Dentro de las pruebas de laboratorio, destaca el ensayo de prueba de jarras que se realiza para la selección de dosificaciones

La importancia del ensayo deriva de su facilidad de realización, interpretación y versatilidad al estudiar diferentes parámetros que influyen en el proceso de coagulación – floculación, determinando:

- Selección de coagulantes y/o floculantes Selección de coagulantes y/o floculantes
- Dosificación óptima
- Fijación de un pH óptimo de coagulación
- Ajuste de velocidades y tiempos de agitación
- Incidencia de otros reactivos

Figura 59. Prueba de jarras



Fuente: http://water.me.vccs.edu/exam_prep/coagulation.html

5.5. CONTROL MICROBIOLÓGICO

La biocorrosión es un problema de la industria de los hidrocarburos, cuya infraestructura es en gran parte metálica. Los microorganismos tienden a acumularse y a crecer en toda la batería de producción.

La corrosión microbianamente inducida del acero resulta en deterioro de las facilidades y genera altos costos de mantenimiento. Se puede producir corrosión aerobia o anaerobia. Las superficies del hierro o acero actúan como un sustrato para poblaciones de bacteria que forman biocapas. Debido al consumo de oxígeno por los organismos aeróbicos, las biocapas son altamente anaeróbicas a la superficie del metal, el cual crea un nicho para el crecimiento de bacterias anaeróbicas.

Las bacterias comunes en los campos petroleros son las sulfatorreductoras SRB que se llaman así porque producen ácido sulfhídrico (H_2S), elemento corrosivo y peligroso para la salud que, poco a poco, va desgastando las superficies metálicas; y también las ácido productoras APB que remueven las películas protectoras de las tuberías causan que el pH disminuya significativamente a niveles entre 3,5 a 5,5.

Cabe destacar, que los efectos microbiológicos más importantes ocurren en las plantas de tratamiento de agua en donde los microorganismos viven en depósitos biológicos (biopelículas).

Las bacterias son causantes de corrosión en equipos y líneas. También taponan el sistema restringiendo así el flujo de agua, restando eficacia al proceso de inyección.

Problemas causados por las bacterias

1. Incremento en la frecuencia de fallas por corrosión.
2. Incremento en las concentraciones de H₂S.
3. Acidificación del reservorio.
4. Decremento rápido de la producción de los pozos.
5. Aparición de incrustaciones metálicas.
6. Fallas en el equipo de fondo o de levantamiento artificial debido a depósitos de sulfuro metálico.
7. Intercambio de calor ineficiente.
8. Agua negra.
9. Sulfuro de hierro en líneas de conducción de gas.
10. Taponamiento de filtros.
11. Caída en las tasas de inyección de agua o gas.

No existe una normatividad establecida para determinar la cantidad de biocida necesario para desinfectar las líneas de flujo, por lo tanto debe ser determinado particularmente en un sistema y comparando con otras variables de monitoreo como determinación de bacterias SRB y APB.

Para cada sistema se debe establecer un Valor Crítico Máximo Permitido (VCMP), de bacterias el cual será la referencia para la evaluación del tratamiento y valoración del riesgo por biocorrosión residual.

Los biocidas pueden ser sustancias químicas sintéticas o de origen natural o microorganismos que están destinados a destruir, contrarrestar, neutralizar, impedir la acción o ejercer un control de otro tipo sobre cualquier microorganismo.

Las sustancias biocidas por lo general actúan a nivel de la membrana celular del microorganismo, penetrándola y destruyendo los sistemas que permiten vivir al microorganismo.

El biocida provoca el rompimiento de la pared proteica o lipo proteica del organismo y penetra en su interior interrumpiendo las reacciones bioquímicas que sustentan la vida en el organismo.

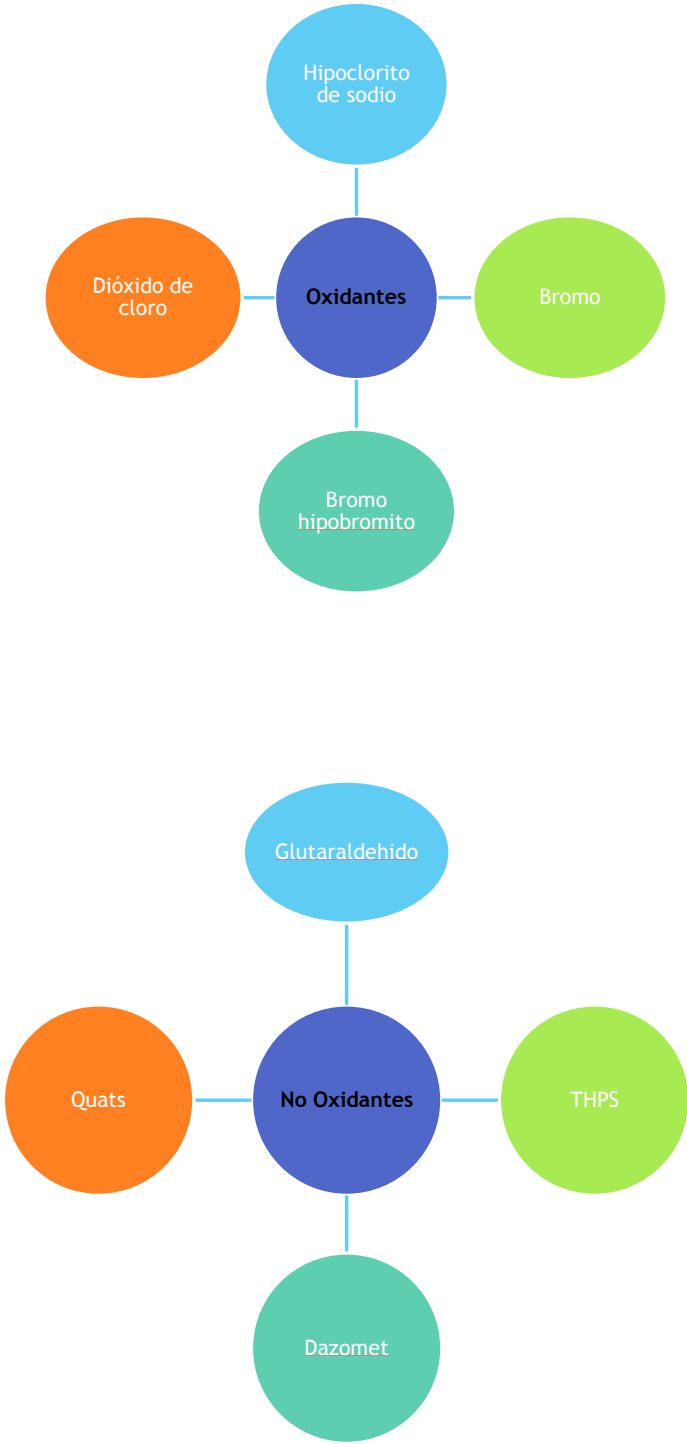
Condiciones de un buen biocida

- Debe tener un amplio espectro de actividad, es decir, debe cubrir una amplia gama de microorganismos (bacterias, virus y hongos).
- Efectivo a baja concentración: Mientras más baja es la dosis, más económico resulta el tratamiento.
- Efectivo en un amplio rango de pH.
- Solubles en agua.
- Compatible con otras especies químicas en el medio.
- Alta persistencia: Debe ser efectivo a través del tiempo.
- Fácil de neutralizar: Debe poseer mecanismos desactivadores para su posterior neutralización.
- Baja toxicidad humana: No debe ser perjudicial en su manipulación segura por parte del operador.

La selección de los biocidas se realiza mediante un Kill Test según el Ensayo de Concentración Inhibitoria mínima de biocidas según Norma NACE Standard TMO 194-94 Ítem 21224 en la cual se evalúan dosificaciones versus población bacteriana.

A continuación se muestran los tipos de biocida que se ofrecen para el control de cepas bacterianas que dañan la integridad de equipos y líneas de acero.

Figura 60. Tipos de biocida en la industria petrolera



Fuente: la autora.

5.6. CONTROL DE LA CORROSIÓN

Se debe realizar un análisis de la información de los siguientes aspectos:

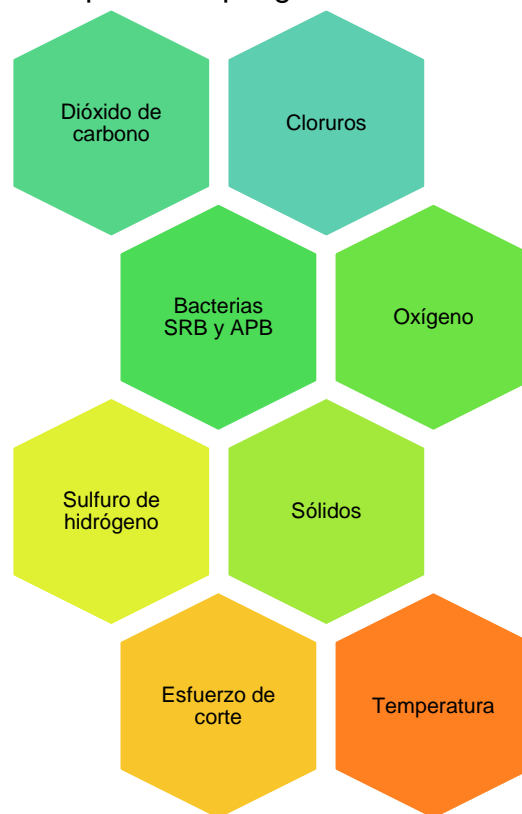
Diagnóstico

- Datos de diseño
- Información operacional
- Históricos de falla (evidencias, tipo y mecanismo de corrosión)

Inspecciones

- Ensayos no destructivos
- Análisis fisicoquímicos

Figura 61. Aspectos fisicoquímicos que generan corrosión



Fuente: la autora

Para el control de la corrosión se cuenta con productos químicos como inhibidores de corrosión y secuestrantes de gases como el sulfuro de hidrógeno H_2S y el oxígeno O_2 .

El control de la corrosión en una facilidad de producción se maneja mediante un área especializada mediante la aplicación de soluciones de ingeniería metalúrgica, recubrimientos, protección catódica, etc; y se acompaña con la inhibición química de algunos contaminates.

Para el tratamiento químico de la corrosión se cuenta con:

- Agentes neutralizantes del pH (ácidos o bases).
- Secuestrantes de oxígeno (sulfito de sodio o amonio normalmente).
- Secuestrantes de sulfuro (dióxido de cloro, óxido de zinc, aminas, aldehídos).
- Inhibidores de corrosión formadores de película protectora pasivantes (inhibidores catiónicos de nitrógeno, polímeros, compuestos orgánicos, inorgánicos, entre otros).

El tratamiento para la corrosión se puede realizar en diferentes puntos del sistema de tratamiento de agua para proteger tuberías, accesorios, equipos y tanques.

Estos tratamientos pueden realizarse de tres formas:

- Continua
- Por baches
- Squeeze

Para la selección de los inhibidores de corrosión de deben realizar varios estudios previos evaluando la metalurgia de los punto de inyección en donde se requieren, haciendo un diagnóstico del fluido y realizando varios ensayos de inhibición química de la corrosión a escala laboratorio. Para el seguimiento a la eficiencia del tratamiento químico para la corrosión se realiza monitoreo periódico al residual químico componente de cada tipo de inhibidor.

No existe una normatividad establecida para determinar la cantidad de inhibidor necesario para proteger las líneas de flujo, por lo tanto debe ser determinado particularmente para la aplicación de campo en un sistema y comparando con otros variables de monitoreo.

5.7. CONTROL DE INCRUSTACIONES

La precipitación de depósitos de incrustaciones minerales insolubles es un acontecimiento común durante la producción de hidrocarburo y la producción relacionada con el agua, produciendo daños de formación.

La deposición de incrustaciones inorgánicas puede ocurrir durante y después de las operaciones en los pozos productores o inyectoras y en las instalaciones de la superficie. La deposición de incrustaciones puede bloquear y alterar el flujo de fluidos en los sistemas de producción downhole en un campo petrolero como las perforaciones, tuberías de revestimiento, tuberías de producción, válvulas, equipos de levantamiento artificial y equipos de terminación en el fondo del pozo.

Figura 62. Depósito de incrustación



Fuente: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/s/scale.aspx>

Las incrustaciones de carbonato o sulfatos pueden formarse cuando hay cambios de presión o temperatura. La mezcla de salmueras no compatibles puede llevar a la formación de incrustaciones. La deposición de incrustaciones en pozos inyectoras de agua reduce el índice de inyectividad, generando un costo operativo adicional para el tratamiento, la protección y la eliminación.

La mitigación de la aparición de depósitos de incrustaciones se puede lograr mediante el control de la temperatura de las corrientes de agua y puede acompañarse con la aplicación de productos inhibidores de incrustaciones. El control de incrustaciones a través de la inhibición con productos químicos es el método preferido para mantener la productividad de los pozos. Generalmente se utilizan inhibidores base policarboxilato o fosfonatos.

5.8. ESTUDIO ACTUAL DE EQUIPOS Y CAPACIDAD DE PLANTA

Es muy importante realizar un diagnóstico del estado actual de los componentes del sistema de tratamiento de agua con el fin de evaluar condiciones operacionales que puedan afectar el buen desempeño del tratamiento químico.

Dos motores principales están obligando a los productores de petróleo y gas para tener más en cuenta el tratamiento del agua producida. En primer lugar, la producción de agua aumenta a medida que los campos se hacen maduros. El resultado es que muchas instalaciones se requieren para manejar volúmenes de agua sustancialmente por encima de las tarifas para los cuales fueron diseñados. En segundo lugar, las regulaciones ambientales son cada vez más restrictivas con el tiempo.

Por ello se hace necesario trabajar en conjunto con el área de ingeniería y proyectos para planear un rediseño de las plantas de tratamiento evaluando las limitaciones mecánicas y químicas de los sistemas de tratamiento de agua de producción en los campos.

Normalmente en Colombia solo se cuenta con plantas para retirar el aceite y grasas (hidrocarburos) del agua. A nivel mundial otras empresas operadoras cuentan con tecnologías de avanzada para la remoción de contaminantes del agua.

Muchas veces se exige contar con un agua de inyección que presente una turbidez menor a 4 NTU para lo cual se debe contar con procesos de filtración de partículas menores a 1 μm . Comúnmente en los sistemas de tratamiento de agua en las facilidades de producción se cuenta con filtros de cascarilla vegetal, los cuales son la última etapa de tratamiento y retienen partículas entre 30 a 20 mesh (0,5 mm a 0,841 mm).

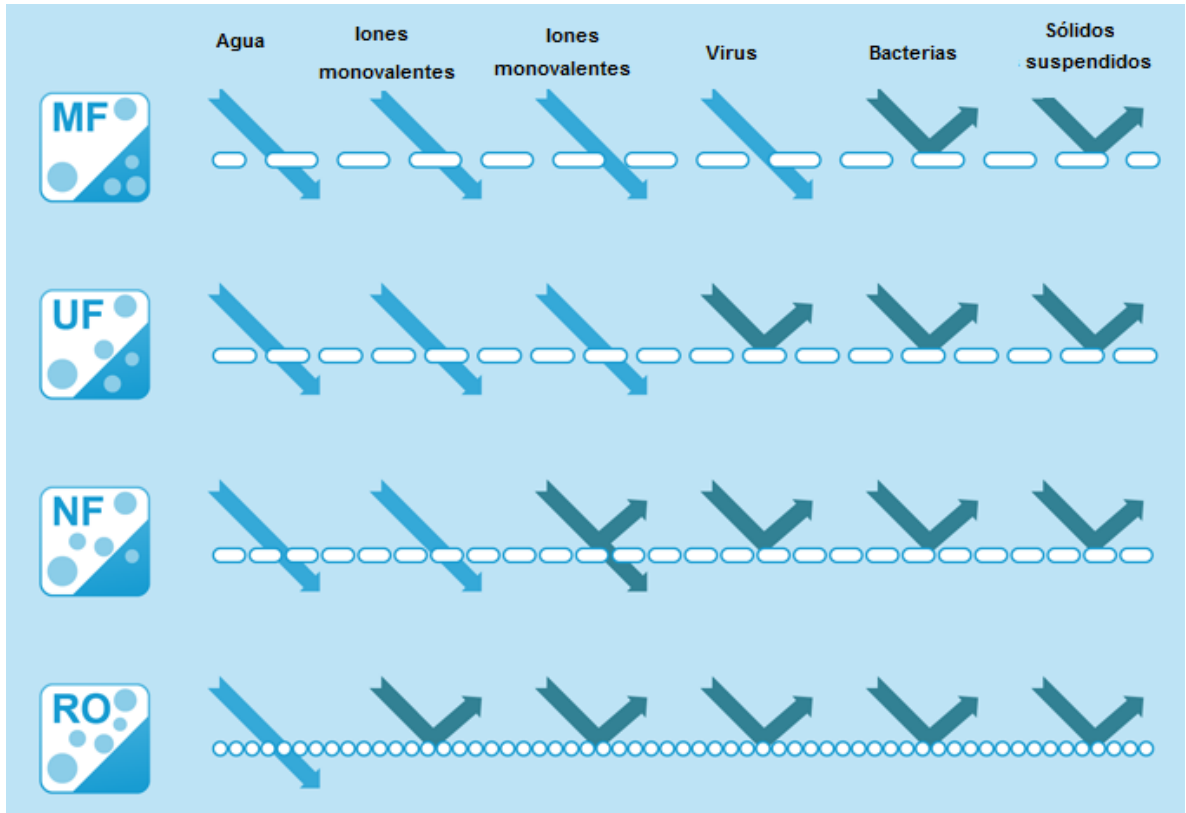
En la siguiente lista se describen tecnologías principales disponibles para el manejo del agua:

Figura 63. Tecnologías disponibles para el tratamiento del agua producida

Separadores gravitacionales	<ul style="list-style-type: none">• Como los API, CPI, PPI.• Para remoción de aceite emulsificado y partículas de 150 μm (API) y 30 μm (CPI/PPI).
Flotación	<ul style="list-style-type: none">• Para la remoción de aceite emulsificado.• Para remoción de partículas entre 25 a 30 μm.
Hidrociclones	<ul style="list-style-type: none">• Para remoción de partículas entre 15 a 20 μm.
Centrifugas	<ul style="list-style-type: none">• Para la remoción de aceite emulsificado y partículas entre 3 a 7 μm.
Filtración mineral	<ul style="list-style-type: none">• Para la remoción de aceite emulsificado y partículas menores a 2 μm.
Filtración con carbón activado	<ul style="list-style-type: none">• Para la remoción de aceite emulsificado y partículas menores a 1 μm
Filtración con membranas, osmosis inversa, ultra, micro y nano filtración	<ul style="list-style-type: none">• Para la remoción de aceite emulsificado y partículas menores a 1 μm

FORERO SANABRIA, Jorge; ORTIZ, Olga Patricia y DUQUE, Jose Javier. Design and application of flotation systems for the treatment of reinjected water in a colombian petroleum field. En: Ciencia, Tecnología y Futuro. Diciembre, 2007. Vol.3, no.3.

Figura 64. Comparación de tecnologías de filtración



Microfiltración



Ultrafiltración



Nanofiltración



Osmosis inversa

Fuente: Koch Membranes Systems

<http://www.kochmembrane.com/learning-center/Technologies.aspx>

5.9. DIAGNÓSTICO INTEGRAL

Para el diseño de nuevos sistemas de tratamiento de agua o para mejorar las condiciones de tratamiento de agua en los sistemas existentes, se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Análisis de los reservorios
- Valoración de los pozos productores e inyectores, histórico de producción
- Evaluación y diagnóstico del sistema de tratamiento de agua
- Caracterización y determinación de los contaminantes a ser removidos
- Optimización del proceso de tratamiento del agua coproducida

Un proceso sistemático para el manejo del agua de producción contempla todo el ciclo de producción para identificar aspectos que impactan la economía del proyecto. Se debe realizar para ello un análisis desde la perspectiva de optimización de los costos de producción de un barril de petróleo teniendo en cuenta aspectos clave como:

Figura 65. Aspectos claves para el manejo integral del agua de producción



Fuente: la autora

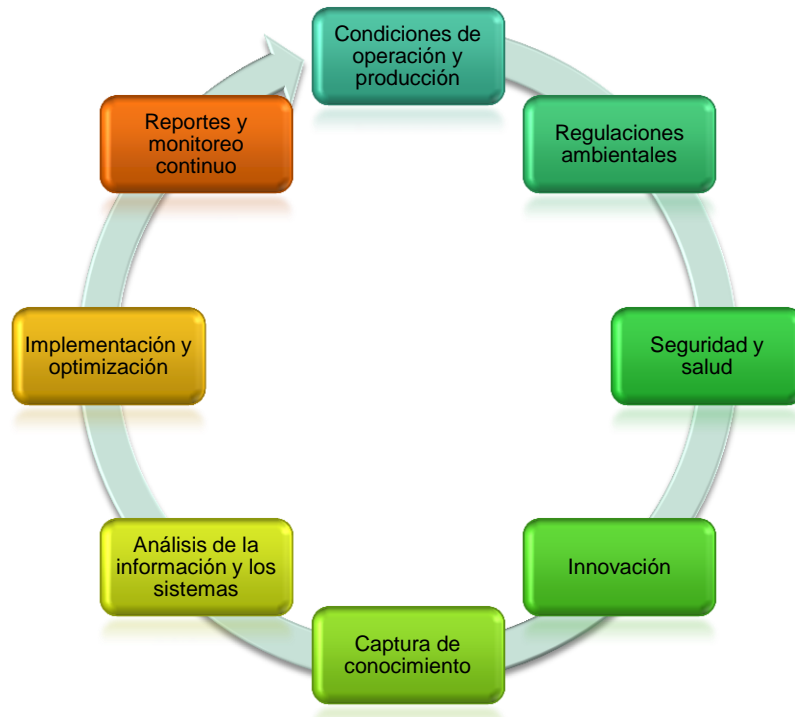
La optimización del rendimiento de los productos químicos utilizados en el tratamiento no sólo puede reducir costos significativamente y maximizar la rentabilidad de la inversión, sino que también ayuda a cumplir con los requisitos más exigentes respecto a la calidad del agua.

Mediante un programa de tratamiento químico se busca alcanzar:

- Confiabilidad en las operaciones
- Mayores índices de producción
- Mayor rendimiento
- Conservación de activos
- Sustentabilidad medioambiental
- Ahorro en costos operativos

Se debe tener un enfoque de gestión del ciclo de vida del agua integrado para diagnosticar problemas de producción de agua, y diseñar e implementar soluciones efectivas y económicas.

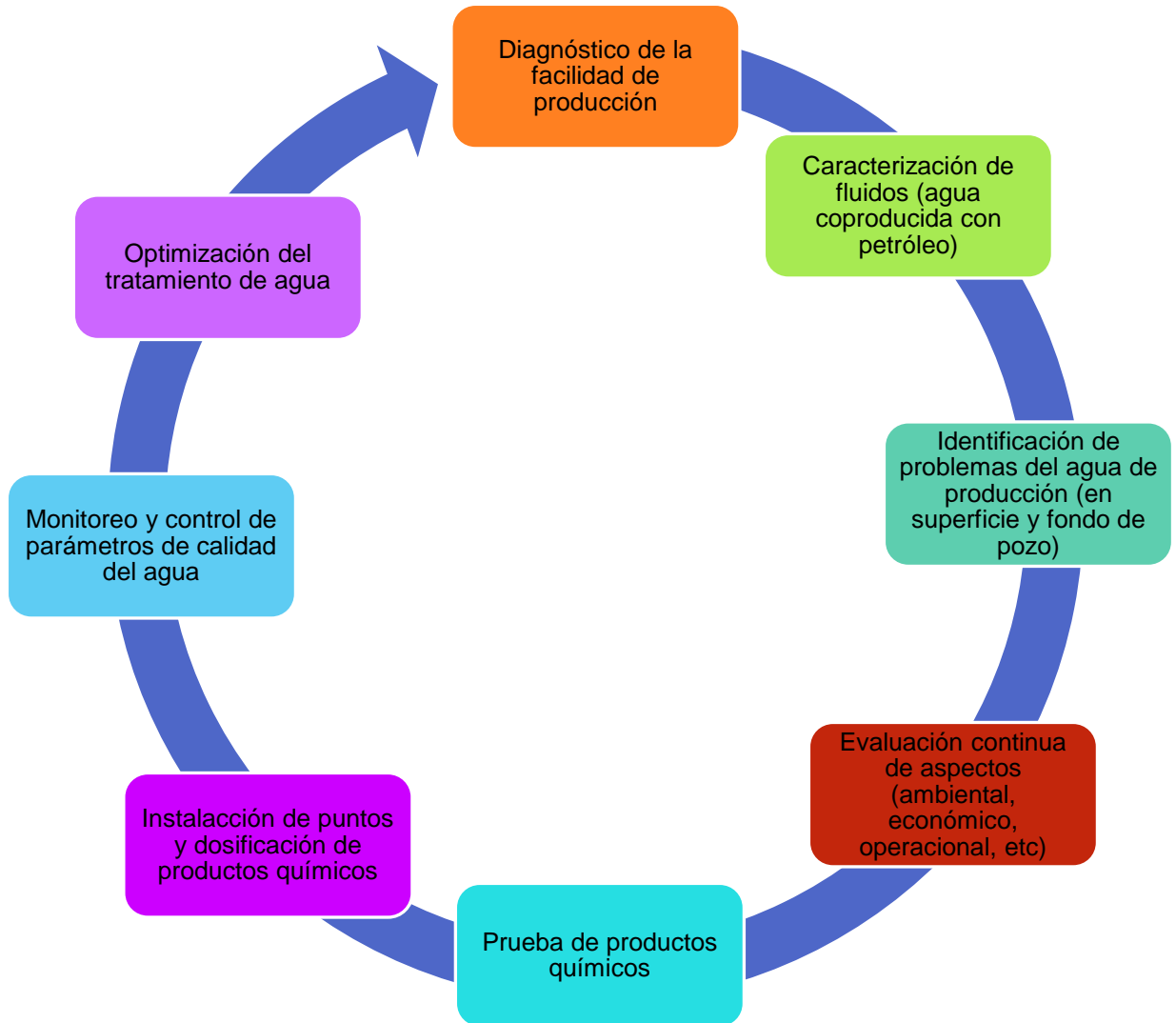
Figura 66. Ciclo para el éxito de un programa de tratamiento químico



Fuente: la autora

A continuación se describen los aspectos esenciales para llevar a cabo el tratamiento químico del agua en una facilidad de producción de petróleo.

Figura 67. Aspectos claves del tratamiento químico del agua coproducida con petróleo



Fuente: la autora basado en Clariant Oil Services

6. CONCLUSIONES

- En las facilidades de producción de petróleo en Colombia solo se cuenta con plantas de tratamiento de agua en las cuales se hace una remoción primaria de las grasas y aceites.
- Debido a los continuos problemas ambientales y con las comunidades aledañas a los centros de producción generados por el vertimiento de agua coproducida con petróleo a las fuentes hídricas algunas empresas del sector en nuestro país tienen como objetivo realizar cero vertimientos y han enfocado sus esfuerzos en adaptar nuevas tecnologías y en construir y ampliar plantas de inyección de agua. Muchas empresas operadoras emplean el agua para el recobro de hidrocarburos o para la reinyección al subsuelo.
- En Colombia se tiene una relación de agua producida entre 5 a 10 barriles por cada barril de petróleo que se produce; por lo cual se debe prestar especial atención a su tratamiento y por ello establecer un programa de tratamiento en el cual se realice un diagnóstico completo del campo de producción, una caracterización completa de los fluidos, un manejo integral del agua desde una perspectiva técnica, económica y ambiental. Se deben implementar tecnologías que permitan remover eficientemente los contaminantes del agua, optimizando al máximo el consumo de productos químicos, disminuyendo los costos operativos.
- El tratamiento químico del agua en los campos petroleros es parte esencial de los procesos de remoción de contaminantes por lo cual es necesario la implementación adecuada y exitosa de insumos químicos. Por ello es necesario realizar una alianza estratégica con el proveedor de productos químicos en la que primen todos los criterios de responsabilidad social, como adoptar las mejores prácticas y alinear los objetivos corporativos.
- La eficacia del sistema de una facilidad de producción está relacionada con su capacidad de control del agua producida. Para muchos campos en Colombia, el diseño de superficie inicial no da cuenta del incremento que se produce en el corte del agua con el tiempo y el sistema de tratamiento se sobrecarga.

- Los problemas derivados del alto contenido de agentes contaminantes como incrustaciones, bacterias, óxidos, sólidos, hidrocarburos y otros agentes químicos en el agua coproducida afectan el índice de inyektividad, la permeabilidad de las formaciones receptoras, la naturaleza de otras aguas subterráneas y la integridad de activos con el consecuente impacto económico.
- El tratamiento de las aguas coproducidas con petróleo requiere tanta atención como otros procesos de sus operaciones y exige soluciones integradas. Un programa de tratamiento del agua se debe enfocar en mejorar la economía de los procesos, optimizar el rendimiento de los equipos, cumplir con obtener los requisitos de calidad de los fluidos e incrementar la capacidad y efectividad en las facilidades de producción.
- Es necesario empezar a investigar el impacto ambiental de la inyección de agua en la contaminación de fuentes subterráneas de agua. En Colombia no se ha avanzado en esta materia.
- En el campo que se tomó en este trabajo de grado como caso de estudio se tratan 2'000.000 BWPD que se inyectan a formaciones receptoras de agua de producción. Actualmente se tiene un programa de tratamiento químico con el fin de garantizar la remoción de contaminantes como grasas y aceites, sólidos, oxígeno y bacterias APB/SRB con una empresa de tratamiento química con muy excelentes tecnologías y gran experiencia en la industria. Aunque se cuenta con las facilidades en superficie para el tratamiento primario del agua aún se debe mejorar el recobro de hidrocarburos en las primeras etapas, el tratamiento de sólidos por medio de la construcción de una planta de tratamiento de borras aceitosas, el control de cepas de bacterias en puntos específicos de mayor contaminación, llevar a cabo estudios para conocer cuál es la máxima eficiencia de remoción del oxígeno del agua por medios químicos (secuestrantes de oxígeno), realizar estudios profundos de propiedades fisicoquímicas del agua de formación y de producción, y empezar a implementar un programa de control de la corrosión para proteger la integridad de activos.

7. RECOMENDACIONES

Generales:

- Evaluar y diagnosticar los sistemas de tratamiento de agua del campo en producción.
- Diseñar los programas de tratamiento químico con el fin de remover los contaminantes que afectan la calidad del agua de inyección siempre con un enfoque de protección a los recursos naturales y al medio ambiente.
- Caracterizar de forma completa las propiedades fisicoquímicas del agua de formación, de producción y al final del proceso.
- Diagnosticar las condiciones operacionales y capacidad de equipos actuales en las facilidades de producción teniendo en cuenta la cantidad de agua que se pronostica tratar en el futuro. Los sistemas de superficie deben ser diseñados para manejar y tratar los volúmenes de agua que entran y salen del sistema de producción.
- Contemplar todo el ciclo de producción del agua para identificar aspectos que impactan la economía del proyecto.
- Buscar siempre la optimización de los costos de producción de un barril de petróleo teniendo en cuenta los costos de tratamiento de un barril de agua.
- Realizar estudios de contaminación de aguas subterráneas.
- Orientarse hacia la reducción del costo de tratamiento del agua, reducir el impacto ambiental e incrementar la productividad del petróleo.

Para el campo en estudio:

- Mejorar la recuperación de aceite en las primeras etapas del proceso, en los FWKO, para resolver de mejor forma la emulsión inversa traduciéndose en la disminución de la turbidez y la concentración de aceite en el agua en las siguientes etapas del proceso.
- Garantizar que el agua a la salida de las celdas de flotación tenga contenidos de grasas y aceites menores a 20 ppm para que los lechos filtrantes de cascarilla de palma con el fin de que el agua filtrada contenga concentraciones de grasas y aceites menores a 6 ppm. De esta forma se tendría una menor carga de aceite residual en el agua de retrolavado que es enviada a los decantadores y por consiguiente que llega a la piscina de retrolavados la cual es transferida a las piscinas de inyección.
- Ensayar varios secuestrantes de oxígeno. Adicionalmente se requieren métodos más precisos de para la medición de oxígeno disuelto. Realizar estudios técnicos para establecer cuál es la mínima cantidad de oxígeno disuelto que el agua puede llegar a presentar y establecer un nuevo parámetro de acuerdo a condiciones reales del sistema.
- Implementar un programa para el control de la corrosión y la protección de la integridad de líneas. Efectuar mejores prácticas para el monitoreo de contaminantes como gases disueltos y bacterias con el fin de disminuir la corrosión por esta causa.
- Realizar con ayuda de equipos de laboratorios especializados caracterizaciones completas del agua de formación e inyección en donde se tenga un registro histórico de iones y contaminantes.
- Realizar un diagnóstico del estado de equipos y condiciones de proceso actuales de la planta de tratamiento de agua.
- Construcción de una nueva planta de procesamiento de lodos aceitosos que cuente con la capacidad para tratar lo que se produce diariamente en la facilidad.

8. BIBLIOGRAFÍA

ABDOU, Methat. Valor del agua de formación. En: Revista Oilfield Review-Schulumberger. Septiembre de 2011. Vol.23, no. 1. p. 26-39.

ADEWUMI, Michael y WATSON, Robert. Design considerations for a cost effective treatment of stripper oil well produced water. En: Produced Water: Technological/Environmental Issues and Solutions. New York, USA. 1992. Plenum Publishing Corp. p. 511–523.

ADEWUMI, M.A.; ERB, J.E. y WATSON, R.W. Initial Design Considerations for a Cost Effective Treatment of Stripper Oil Well Produced Water. En: Produced Water, Plenum Press. New York, USA. 1992.

AHMADUN, Fakhru'l – Razi, et al. Review of technologies for oil and gas produced water treatment. En: Journal of Hazardous Materials. 2009. Vol. 170, p. 530-551.

ALI, S.A., et al. Novel Filtration Process Removes Dissolved Organics. En: Produced Water and Meets Federal Oil and Grease Guidelines, 9th Produced Water Seminar. Houston, Texas (USA). Enero 21-22, 1999.

ALMDAHL, P.M., et al. Downhole Horizontal Separation (H-Sep) – An Alternative Downhole Oil/Water Separation (DOWS) Technology. En: 12th Annual Deep Offshore Technology Conference. New Orleans, LA (USA). Noviembre. 7-9, 2000.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. API RP-45: Recommended practice for Analysis of Oil-Field Waters.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, API. Remediation of Salt-Affected Soils at Oil and Gas Production Facilities, Publicación no. 4663. Octubre, 1997.

ARGONNE NATIONAL LABORATORY y ARTHUR LANGHUS LAYNE. Analysis of Data from a Downhole Oil/water Separator Field Trial in East Texas. Febrero, 2001.

ARNOLD, Richard. Manejo de la producción de agua: de residuo a recurso. En: Revista Oilfield Review-Schlumberger. Otoño de 2004. Vol.16, no. 2. p. 30-45.

ATLAS, R. Purification of Brackish Waste Water Using Electronic Water Purification. En: Ground Water Protection Council Produced Water. 2002.

BAILEY, Bill et al. Water Control. En: Revista Oilfield Review - Schlumberger. Primavera, 2000. vol. 12, no. 1. p. 30 – 51.

BANSAL, K.M. y CAUDLE, D.D. A New Approach for Injection Water Quality. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Washington, D.C (USA). Octubre 4-7, 1992.

BANSAL, K.M, y CAUDLE, D.D. Interferences with Processing Production Water for Disposal. En: 9th Produced Water Seminar. Houston, TX (USA). Enero 21-22, 1999.

BECERRA SALAMANCA., Fernando. Curso de Tratamiento de aguas de producción para inyección o vertimiento. ELITE TRAINING. Bogotá, Colombia.

BENNION, D. B., et al. Water Quality Considerations Resulting in the Impaired Injectivity of Water Injection and Disposal Wells. Canadian International Petroleum Conference. Petroleum Society of Canada. Calgary, Alberta (Canada). Junio 4-8, 2000.

BOYSEN, D.B., BOYSEN, J.E. y BOYSEN, J.A. Strategic Produced Water Management and Disposal Economics in the Rocky Mountain Region. En: 2002 Ground Water Protection Council Produced Water Conference. Colorado Springs, Colorado (USA). Octubre 16-17, 2002.

BOYSEN, J.E., et al. Evaluation of the Freeze-Thaw/Evaporation Process for the Treatment of Produced Water. GRI- 97/0081, Gas Research Institute. Agosto, 1996.

BREIT, G., et al. National Compilation of Information About Water Co-produced with Oil and Gas. En: 5th International Petroleum Environmental Conference. Albuquerque, NM. Octubre 20-23, 1998.

BRONDEL, Denis, et al. Corrosion in the Oil Industry. En: Revista Oilfield Review - Schlumberger. Abril, 1994. Vol. 6, no. 2. p. 4 – 18.

BURET, S., et al. Water Quality and Well Injectivity: Do Residual Oil-in-Water Emulsions Matter?. En: SPE Journal. Junio, 2010. vol. 15, no. 2, p. 557-568.

BYARS, Harry. Corrosion Control in Petroleum Production, 2nd ed. NACE. Houston, Texas (USA). 1999.

CHARLES C. PATTON, C.C. PATTON & ASSOCS. Water Quality Control and Its Importance in Waterflooding Operations. En: Journal of Petroleum Technology. Septiembre, 1988. v. 40, no. 9, p. 1123-1126.

CLINE, Jeff. Survey of gas flotation technologies for treatment of oil & grease. En: 10th produced water seminar. Memorias. Houston, Texas. Enero 19-21, 2000.

CLARIANT OIL SERVICES. Oilfield production chemicals & microbiology.

CLARK, C.E., y J.A. VEIL. Produced Water Volumes and Management Practices in the United States, ANL/EVS/R-09/1. Preparado por Environmental Science Division, Argonne National Laboratory for the U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory. 2009.

DEPARTMENT OF INTERIOR'S BUREAU OF RECLAMATION AND U.S. GEOLOGICAL SURVEY

DEPARTMENT OF ENERGY NATIONAL LABORATORIES

DEPARTMENT OF TRANSPORTATION. Transportation of Natural and other Gas by Pipeline: Minimum Federal Safety Standards. CFR492. Octubre, 2001. Washington D.C (USA). vol. 3. parte.192.

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (EPA). Safe Drinking Water Act's Underground Injection Control program.

FORERO SANABRIA, Jorge; ORTIZ, Olga Patricia y DUQUE, Jose Javier. Design and application of flotation systems for the treatment of reinjected water in a colombian petroleum field. En: Ciencia, Tecnología y Futuro. Diciembre, 2007. vol.3, no.3.

FRANK N. KEMMER. Water Handbook. Nalco Chemical Company. 1979.

GARBUTT, Charles. Innovative treating processes allow steam flooding with poor quality oilfield water. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, Texas (USA). 1997.

GORMAN, Hugh. Efficiency, environmental quality, and oil field brines: the success and failure of pollution control by self-regulation. En: Business History Review. 1999. v. 73, p. 601–640.

ICF CONSULTING FOR THE AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, API. Overview of Exploration and Production Waste Volumes and Waste Management Practices in the United States. Washington, USA. Mayo, 2000.

COLOMBIA. INGEOMINAS. Programa de exploración de aguas subterráneas.

JAIMES CAMPOS, Diana Marcela. Diseño de la planta de tratamiento de aguas residuales y de producción evaluando las diferentes alternativas nacionales y extranjeras - Aplicación Campo Colorado. Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2009.

KHATIB, Zara y VERBEEK, Paul. Water to Value – Produced Water Management for Sustainable Field Development of Mature and Green Fields. En: Journal of Petroleum Technology. Enero, 2003. p. 26-28.

KNUDSEN, B., et al. Meeting the zero discharge challenge for produced water. En: 17 th SPE International Conference on Health, Safety, and Environment in Oil and Gas Exploration and Production. Calgary, Canada. 2004.

LOYD, Jones. Corrosion and Water Technology for Petroleum Producers. Tulsa: OGCI Publications. APA. 1988.

MAC. CURDY, Rick. Underground injection wells for produced water disposal. Chesapeake Energy Corporation. En: <http://www.chk.com>

MAHBUBOOR, Rahman Choudhury; HSIEH, Ming-Kai y A.DZOMBAK, David. Pilot Scale Application of a Rapid Instantaneous Corrosion Rate Monitoring System. Department of Civil and Environmental Engineering, Carnegie Mellon University. En: Corrosion 2012 NACE International. Salt Lake City, Utah. Marzo 11 - 15, 2012.

NACE INTERNATIONAL. NACE RP 0192-98: "Monitoring Corrosion in Oil and Gas production with iron counts"

PATTON AND ASSOCS. Injection-Water Quality. En: Journal of Petroleum Technology. Octubre, 1990. vol. 42, no. 10, p. 1238-1240.

PENKALA, Joseph. Implications of Bacterial Loading on Water Quality in Oilfield Systems. En: CORROSION 2002, NACE International. Denver, Colorado (USA). Abril 7 - 11, 2002.

PLEBON, M.J; SAAD, Marc y FRASER, Serge. Further Advances in Produced Water de-oiling utilizing a technology that removes and recovers dispersed oil in produced water 2 micron and larger. 2005. En: <http://www.ipec.utulsa.edu>

PLEBON, M.J; SAAD, Marc y FRASER, Serge. Fundamental Approach to Produced Water Treatment: Validation of an innovative technology. En: 16th Produced Water Seminar. Houston, Texas, Enero 17-19, 2006.

QABAZARD, Hassan; SALMAN, Mohammad y MOSHFEGIAN, Mahmood. Field and Laboratory Analyses of Effluent Water, Kuwait Institute for Scientific Research. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 26-29 Houston, Texas. Septiembre 26-29, 2004.

REZA, Mastouri. 2010: a time to review the produced water treatment technologies, a time to look forward for new management policies. Islamic Azad University. Arak, Iran. 2010.

ROCHON, J., et al. Water Quality for Water Injection Wells. Institut Français du Pétrole. En: SPE Formation Damage Control Symposium. Lafayette, Louisiana. Febrero 4-15, 1996.

SINKER, Alastair. Less oil in, less oil out: a holistic approach to enhanced produced water treatment. En: 17th Produced Water Seminar. Houston, Texas (USA). Enero 17-19, 2007.

SPE Technology Updates. Challenges in Reusing Produced Water. 12 de octubre, 2011. En: <http://www.spe.org/industry/docs/reusingwater.pdf>

TULLOCH, Stephen. Development & Field Use of the Mare's Tail® Pre-Coalescer. En: Produced Water Workshop. Aberdeen, Scotland. Marzo 26-27, 2003.

UHLIG, H.H., y REVIE, R.W. Corrosion and Corrosion Control, John Wiley & Sons. New York, USA. 1985.

UNESCO. Water for People, Water for Life. En: United Nations World Water Development Report. 2003.

VAN DEN BROEK, Wim M.G.T. y VAN DER ZANDE, Mark. Comparison of plate separator, centrifuge and hydrocyclone. En: SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition. Beijing, China. 1998.

VEIL, J.A., et al. A White Paper Describing Produced Water from Production of Crude Oil, Natural Gas, and Coal Bed Methane. En: www.ipd.anl.gov. Enero, 2004.

VERA, Néstor et al. Impacto del agua asociada a la producción de una explotación petrolera sobre la comunidad fitoperifítica del río Acacias (Meta, Colombia) durante la temporada de lluvias. Grupo de Investigación sobre Reproducción y Toxicología de Organismos Acuáticos – GRITOX. Instituto de Acuicultura, Universidad de los Llanos. Junio, 2011.

WAKIM, Paul G. Production Waste Survey. API. Junio, 1988.

ZHOU, F., et al. Inorganic polymeric flocculent FMA for purifying oilfield produced water: preparation and uses. Oilfield Chemistry. 2000. no.17, p. 256–259.

ANEXO A

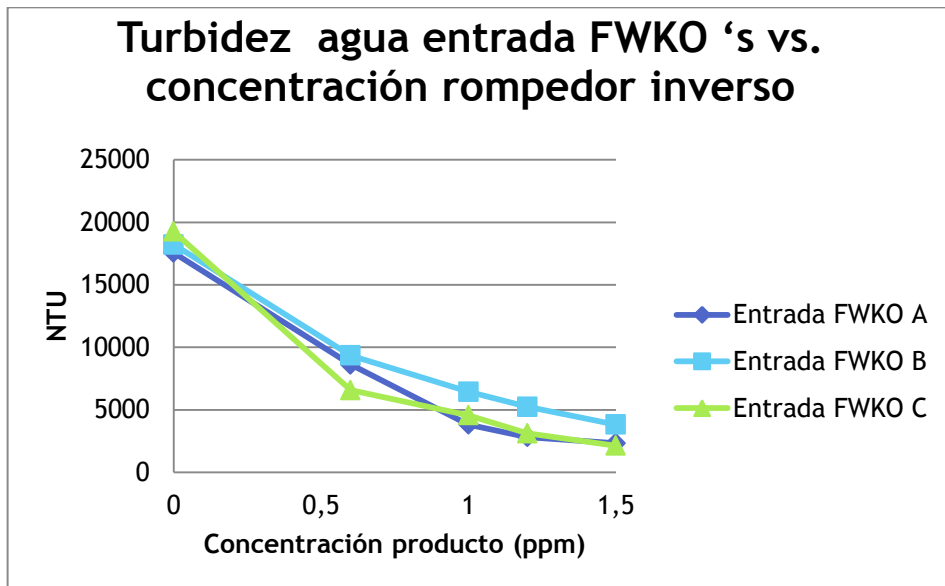
Demanda de rompedor inverso agua CPF en estudio

Se realiza demanda de rompedor inverso a la entrada de los FWKOS con el fluido que ingresa a los skim tank. Se busca analizar las condiciones del fluido y proponer posibles ajustes de dosificación.

Demanda de rompedor inverso a la entrada fluido FWKOS

Para la prueba se realiza con muestra del fluido que ingresa al manifold.

Dosificación Rompedor Inverso (ppm)	Entrada FWKO A (NTU)	Entrada FWKO B (NTU)	Entrada FWKO C (NTU)
0	17,565	18,220	19,256
0,6	8,620	9,350	6,570
1	3,820	6,450	4,560
1,2	2,830	5,240	3,120
1,5	2,320	3,820	2,130

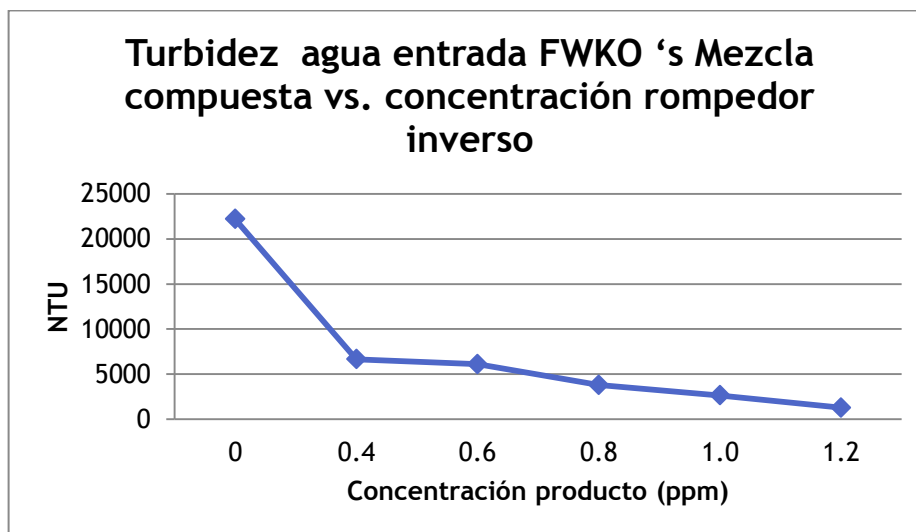


Demanda de rompedor inverso a la entrada fluido FWKOS (Mezcla compuesta)

Para la prueba se realiza mezcla compuesta del fluido que ingresa al manifold



Dosificación Rompedor inverso (ppm)	Agua entrada FWKO 's Mezcla compuesta (NTU)
0	22200
0.4	6640
0.6	6100
0.8	3780
1.0	2640
1.2	1260

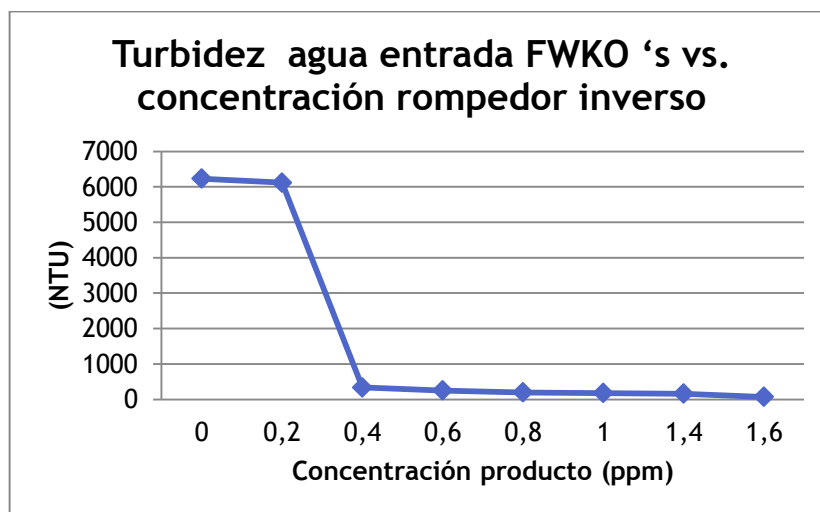


Demanda de rompedor inverso salida FWKOS

Para la prueba se realiza mezcla compuesta del fluido que ingresa a los skim tank.



Dosificación Rompedor inverso (ppm)	Agua entrada FWKO 's Mezcla compuesta (NTU)
0	6230
0,2	6120
0,4	340
0,6	250
0,8	200
1	180
1,4	160
1,6	70



Conclusiones y recomendaciones

- La dosis que ofrece mejores resultados según las pruebas de laboratorio para las entradas de los FWKOS se encuentran en un rango entre 0.8 a 1.2 ppm con el fin de mantener la turbidez entre 3000 a 5000 NTU. Se recomienda realizar una prueba de campo para validar datos a escala laboratorio, para ello se requiere un ajuste de dosificación a 1.0 ppm alrededor de 17-20 GPD a la entrada de cada FWKO. Para la salida de los FWKO se recomiendan dosis entre 0.6 a 0.8 ppm porque la prueba se realizó para una muestra blanco cuya turbidez es de 6230 NTU correspondiente al agua que ingresa a los skim tank, si la dosis a la entrada de los FWKO es 1 ppm se va a tener un residual de inverso por lo cual la dosis necesaria a la salida de los FWKO va a ser menor.
- Con estas dosificaciones se busca mantener la salida de los FWKOS por debajo de 5000 NTU y la de los skimmer por debajo de 200 NTU. Se debe resolver en gran parte la emulsión inversa en los FWKO con el fin de recuperar más aceite crudo en la primera etapa teniendo como referencia el parámetro de turbidez del agua de salida de los FWKO. Se garantiza que al ajustar dosificación no se afecta la deshidratación del crudo porque el rompedor inverso actúa en fase acuosa sobre la emulsión O/W.

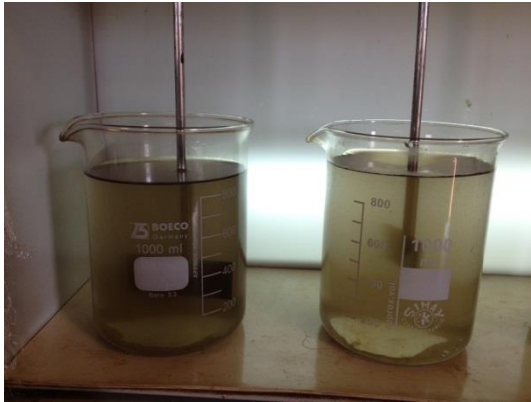
ANEXO B

Verificación desempeño coagulante

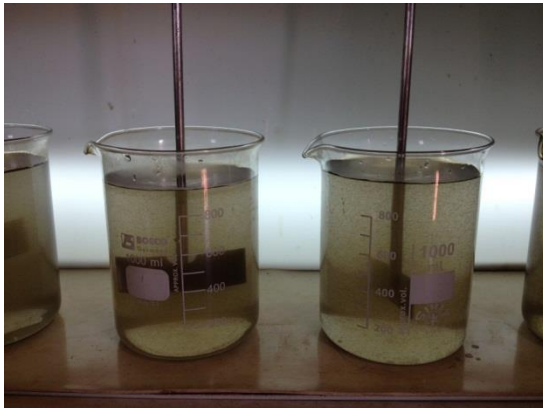
Se realiza prueba de jarras para evaluar la eficiencia del coagulante

Prueba coagulante para filtración

Se realizó con agua de salida de una celda de flotación que presenta normalmente mayor cantidad de aceite.



Blanco y jarra con 2 ppm de coagulante.



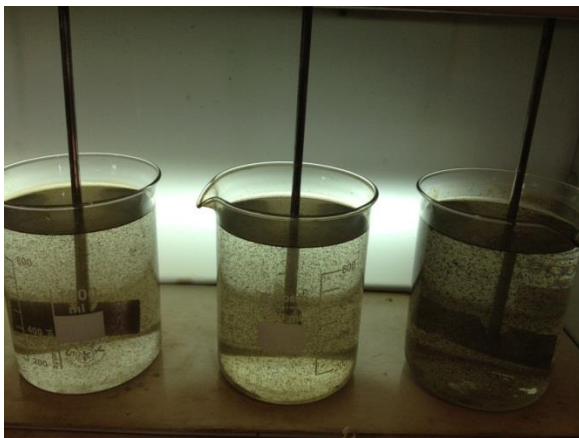
Jarras con 4 y 6 ppm de coagulante respectivamente.



Jarras con 8 y 10 ppm de coagulante respectivamente.



Blanco, jarra con 2 y 4 ppm de coagulante, más 0.2 ppm de polímero.



Jarras con 6, 8 y 10 ppm de coagulante, más 0.2 ppm de polímero.

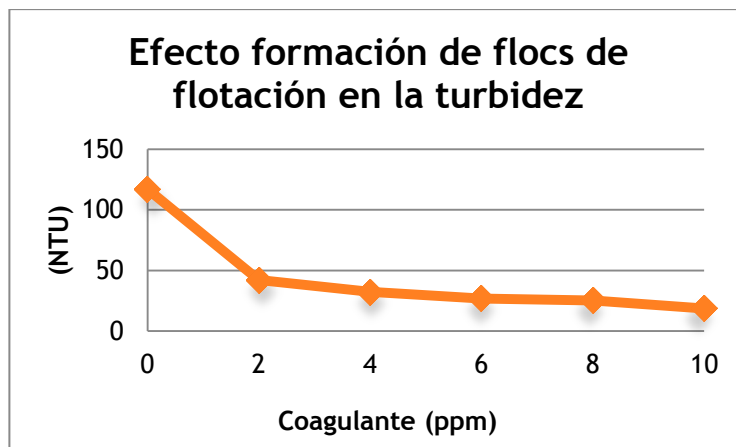
Para las jarras con 6, 8 y 10 ppm de coagulante se observa formación de flocs sobrenadantes que pueden ser retenidos por el lecho filtrante.



Primera corrida con 0.2 ppm de polímero

Perfil de turbidez del agua

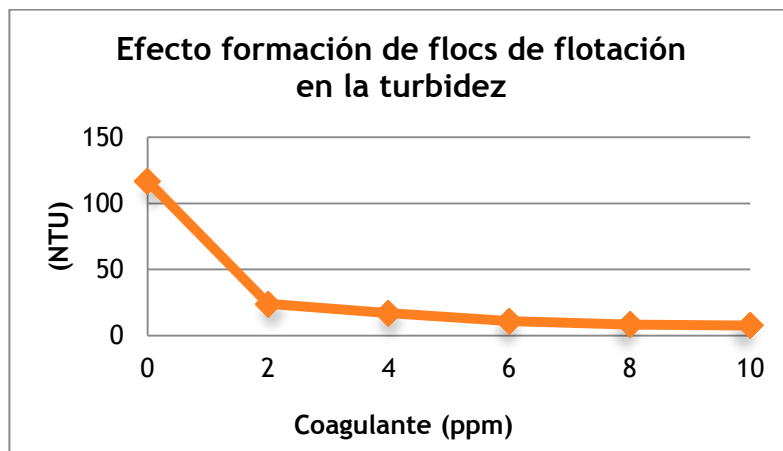
Concentración coagulante (ppm)	Turbidez (NTU)
0	117
2	42,1
4	32,5
6	27
8	25,2
10	18,8



Segunda corrida con 0.4 ppm de polímero

Perfil de turbidez del agua

Concentración coagulante (ppm)	Turbidez (NTU)
0	117
2	24.1
4	17.0
6	10.9
8	8.27
10	7.61

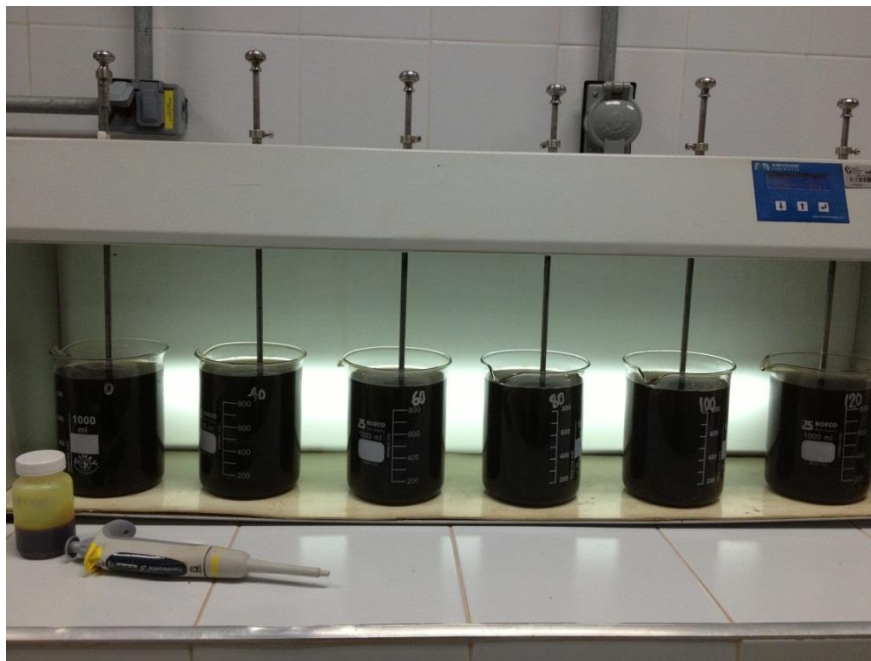


Prueba coagulante retrolavados

Se tiene muestra del retrolavado de uno de los trenes que tratan agua, como se observa aún tiene residual de polímero y coagulante.



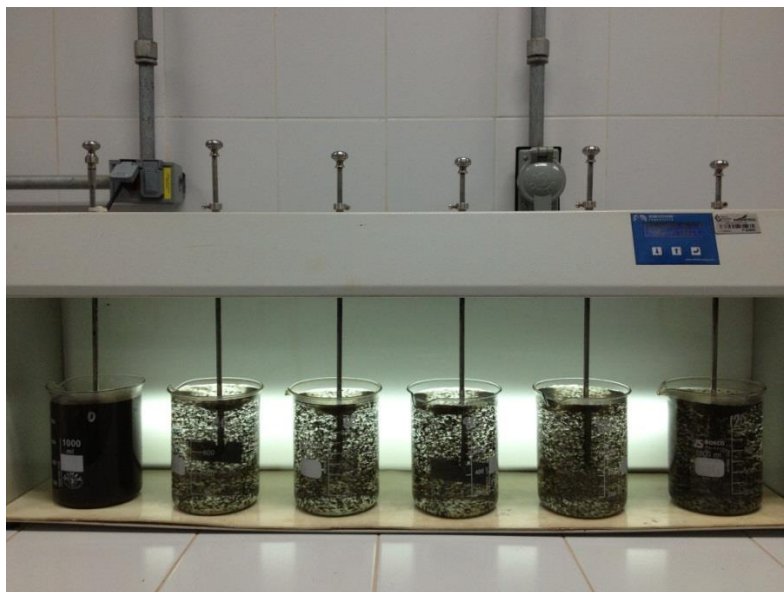
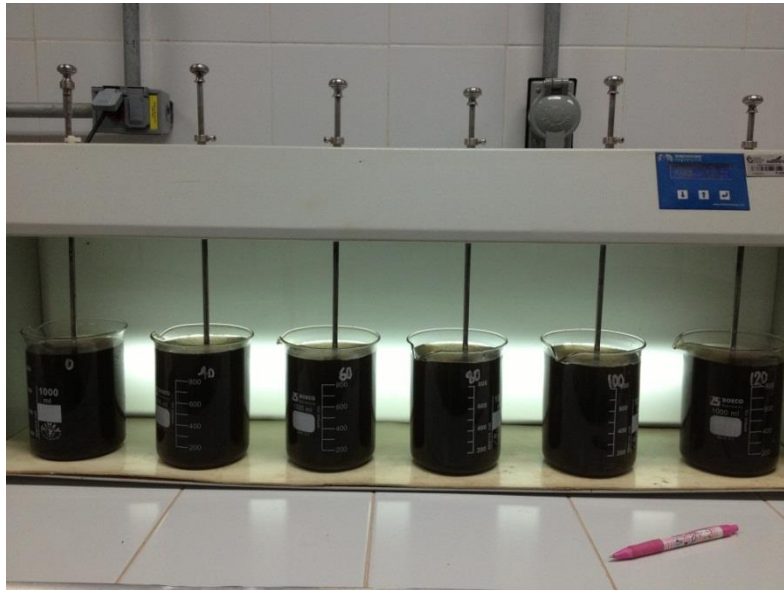
Prueba de jarras coagulante



Se realiza adición de coagulante a 40, 60, 80, 100 y 120 ppm observándose desestabilización de las cargas.

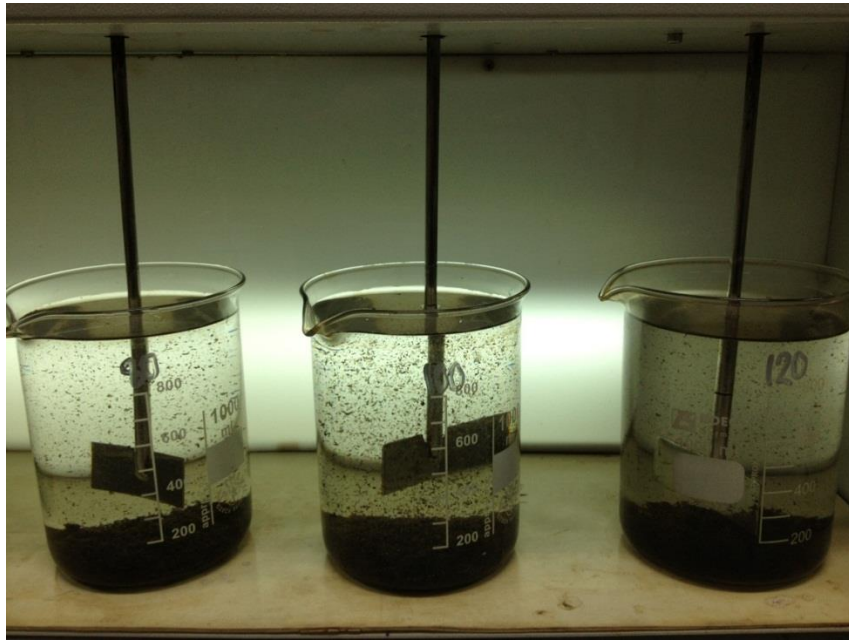
Primera corrida. Prueba de jarras coagulante más polímero @ 30 ppm

Se realiza adición de coagulante a 40, 60, 80, 100 y 120 ppm observándose desestabilización de las cargas.



Se adicionan 40 ppm de polímero en donde se observa formación de flocs.

Etapa de sedimentación



En la etapa de sedimentación quedan algunos flocs suspendidos y no todos los sólidos del agua se precipitan.

Segunda corrida. Prueba de jarras coagulante más polímero @ 40 ppm

Se realiza adición de coagulante a 40, 60, 80, 100 y 120 ppm observándose desestabilización de las cargas.



Etapa sedimentación

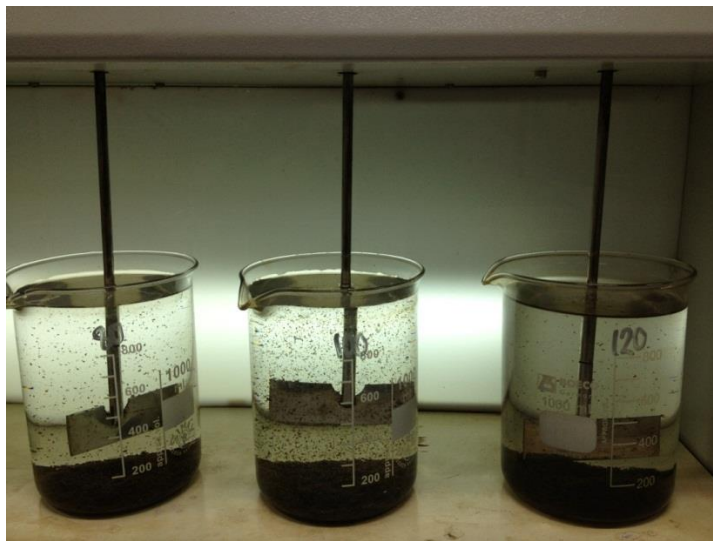


Se adicionan 40 ppm de polímero en donde se observa formación de flocs.

En la etapa de sedimentación quedan algunos flocs suspendidos y no todos los sólidos del agua se precipitan.

Tercera corrida. Prueba de jarras coagulante más polímero @ 50 ppm

Se adicionan 50 ppm de polímero para generar mayor peso de los flocs.



Conclusiones de la prueba

- La prueba de coagulante con agua de salida de las celdas fue positiva a 8 y 10 ppm de coagulante con una polímero a 0,4 ppm.
- Al simular el proceso de decantación, se obtuvieron los mejores resultados con una concentración de coagulante de 80 ppm a 30 ppm en donde el agua presentó una turbidez menor a 10 NTU.

ANEXO C

Seguimiento microbiológico de cepas SRB y APB en el CPF en estudio

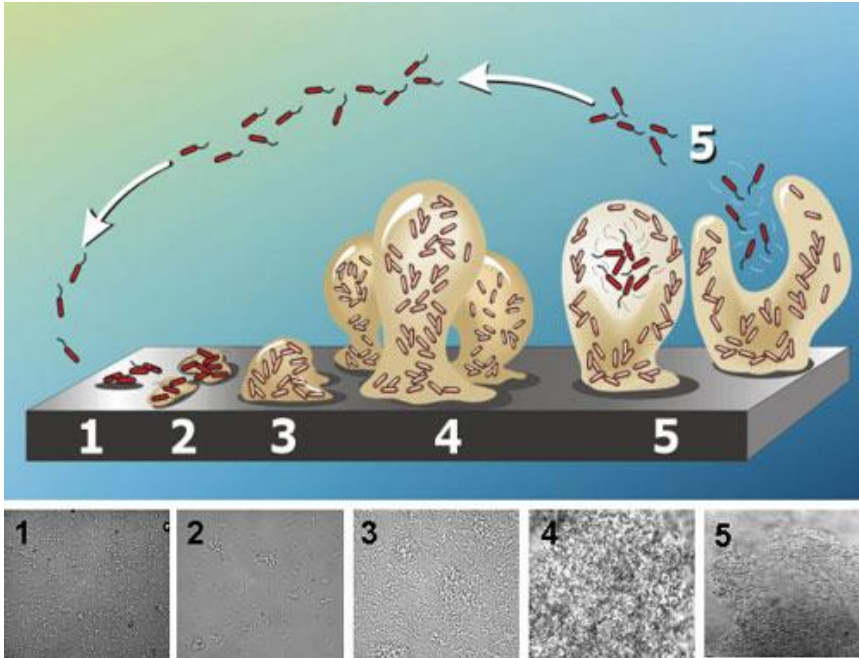
En el agua proveniente de los yacimientos se encuentran poblaciones bacterianas que se desarrollan en superficie formando una conformación bioorgánica denominada como biofilm, la cual impulsa procesos localmente corrosivos en las facilidades de producción de petróleo. En el agua se encuentran bacterias aeróbicas y anaeróbicas, principalmente cepas de bacterias SRB y APB. También se observa crecimiento de algunas especies de algas y hongos.

Problemas causados por las bacterias

Los principales problemas generados por las bacterias son:

- Daño a la formación
- Taponamiento por biomasa y subproductos de su metabolismo
- Incremento en la frecuencia de fallas por corrosión. Corrosión MIC
- Incremento en las concentraciones de H₂S. Generación H₂S (SRB)
- Acidificación del reservorio.
- Decremento rápido de la producción de los pozos.
- Aparición de incrustaciones metálicas.
- Fallas en el equipo de fondo o de levantamiento artificial debido a depósitos de sulfuro metálico.
- Intercambio de calor ineficiente.
- Agua negra.
- Sulfuro de hierro en líneas de conducción.
- Taponamiento de filtros.
- Caída en las tasas de inyección de agua o gas. Pérdida inyectividad

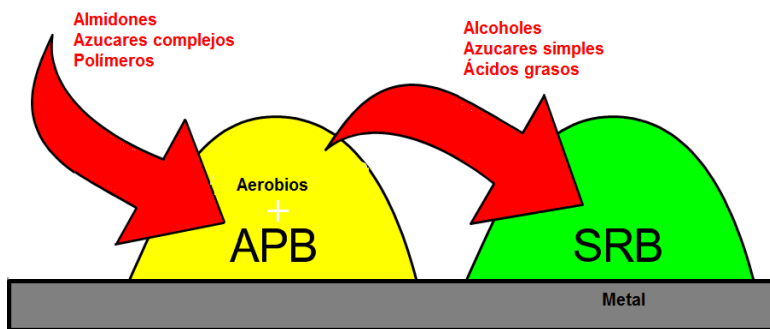
El crecimiento de las biopelículas es un proceso gradual que comienza con el transporte de los microbios hasta una superficie de metal o roca (1). Los microbios absorben las moléculas orgánicas de su entorno para formar una película (2) compuesta de exopolímeros – azúcares- que permiten a los microbios permanecer adheridos tanto a la superficie como entre sí (3). A medida que la biopelícula se expande (4), su tamaño protege a los microbios del interior contra los biocidas. Finalmente, cuando la biopelícula crece hasta que alcanza un tamaño determinado, algunos microbios son liberados (5) para formar nuevas áreas de crecimiento.



Tomado de Schulumberger. *Oilfield Review*. Volumen 24 No. 2. *Microbios: ¿enemigos o aliados en los campos petroleros?*

Las biopelículas están constituidas de comunidades de microorganismos fuertes difíciles de tratar. La mayoría de las biopelículas no son de organismos únicos.

Los organismos, a menudo, se comportan de manera simbiótica – el producto de desecho de un organismo es el nutriente de otro.

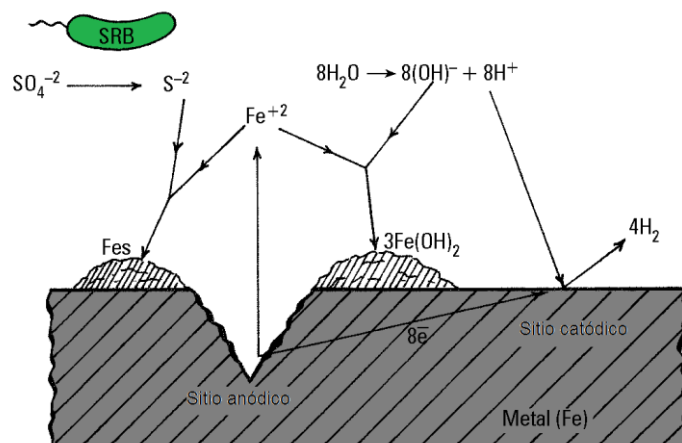


Problemas causados por las biopelículas

- La biopelícula puede obstruir los caminos del flujo.
- Incluso pequeñas cantidades de biopelícula pueden afectar negativamente el flujo de hidrocarburos o taponar las formaciones receptoras de agua.
- La biopelícula puede también inhibir el efecto del biocida adicionado: Las bacterias anaerobias pueden producir la desactivación química del biocida.
- El crecimiento múltiple de los microorganismos es el mejor escenario para desarrollar tolerancia.

Bacterias sulfatoreductoras SRB

- SRB: Sulfate Reducing Bacteria.
- Son las bacterias más comunes en los sistemas de petróleo y gas.
- Forman biopelículas.
- Crecen en un rango de pH entre 6 a 9.
- Las bacterias reductoras de sulfato forman H_2S como parte de su respiración
- Formar depósitos de sulfuro de hierro.
- Contribuyen a la corrosión.
- Las condiciones óptimas para su crecimiento se dan en un intervalo de temperatura entre 28 y 32°C.
- Las SRB son todas heterotróficas y principalmente mesofílicas, metabolizan compuestos orgánicos de cadena simple como fuentes de carbono.
- El olor a huevos podridos del sulfuro de hidrógeno es a menudo un marcador para la presencia de bacterias reductoras de sulfato en la naturaleza.
- Se llaman así porque producen ácido sulfhídrico (H_2S), elemento corrosivo y peligroso para la salud que, poco a poco, va desgastando las superficies metálicas.
- El H_2S es un gas que se manifiesta con el característico olor a huevos podridos que surge de las aguas estancadas.
- Las SRB causan picaduras y agujeros generando una corrosión microbiológicamente inducida.
- Se han encontrado SRB creciendo en yacimientos a 104°C bajo una presión de 1000 atm.
- Las SRB pueden producir picaduras localizadas y/o perforaciones en las tuberías.
-



Bacterias ácidoproductoras APB

- Producen ácidos orgánicos e inorgánicos durante su metabolismo.
- Son comúnmente mesofilas.
- Pueden ser aeróbicas, anaeróbicas o facultativas.
- Causan que el pH disminuya significativamente a niveles entre 3,5 a 5,5.
- Remueven las películas protectoras de las tuberías.
- Los ácidos producidos disminuyen el pH, aceleran el ataque del metal.
- Las especies Thiobacillus Thiooxidans y Clostridium son las más relacionadas con la corrosión del acero.
- Clostridium, anaeróbicas, producen ácidos orgánicos de cadena corta que pueden ser bastante agresivos para el acero.
- Thiooxidans, aerobias, oxidan varios compuestos que contienen azufre para formar ácido sulfúrico.
- Se asocian simbióticamente con las bacterias sulfato reductoras.

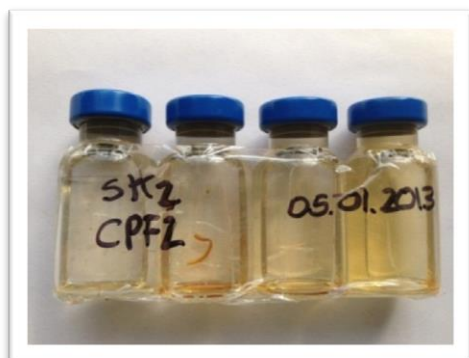
Seguimiento microbiológico en el CPF en estudio

El día 5 de enero del 2013 se inocularon viales de bacterias sulfatoreductoras y ácido productoras mediante el método NACE TM 0194-2004 "Field Monitoring of Bacterial Growth in Oil and Gas Systems," a las cuales se les dió un periodo de incubación de 21 días.

Skim Tank

Se observó según la prueba microbiológica que existe una población bacteriana de SRB anaeróbicas menor 10 cfu/mL en los skim tank y no hay presencia de APB.





Se realizó prueba microbiológica de bacterias sulfato reductoras del agua de retrolavado por medio del Test BART (Biological Activity Reaction Test), encontrándose al día 2 de la prueba un precipitado de sulfuro de hierro indicando una población bacteriana de SRB anaeróbicas y aerobicas en una concentración de 700,000 (cfu/mL).



En este punto se observa crecimiento de bacterias SRB en una concentración 10,000 a 100,000 (cfu/mL) y algunos resultados positivos de bacterias APB en concentraciones menores a 10,000 (cfu*/mL).



*cfu: unidades formadoras de colonias. Es un valor que indica el grado de contaminación microbiológica de un ambiente.

Se inocularon viales de detección de bacterias sulfatoreductoras y ácido productoras para la piscina de inyección. Se observa crecimiento de bacterias SRB en una concentración de 10 (cfu/mL) y no se presencia actividad de APB.



Según pruebas inoculadas tiempo después no se registra actividad de bacterias ácido productoras en la piscina de inyección así como tampoco en la piscina de retrolavado y en el agua proveniente de CPF1.



Se inocularon viales de detección de bacterias sulfatoredutoras y ácido productoras el agua proveniente de CPF1. Se observa crecimiento de bacterias SRB en una concentración de 1,000 (cfu/mL) y se presencia actividad de APB en una concentración de 10 (cfu/mL).



En el agua del tren 7 en donde se trata agua del CPF1 también se observa presencia de bacterias SRB. El agua de uno de los decantadores presento 10 (cfu/mL) de SRB

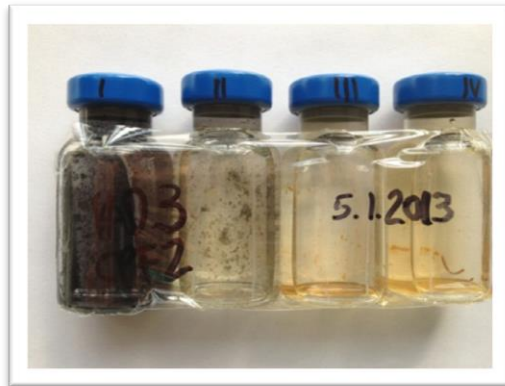


En el agua del tren 8 en donde se trata agua del CPF también se observa presencia de bacterias SRB. El agua a la salida de la celda IAF No. 8 presentó 100 (cfu/mL) de SRB y no se detecta presencia de APB.

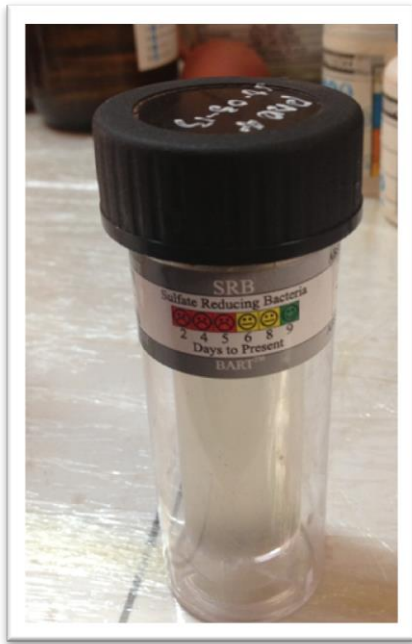


PAD'S

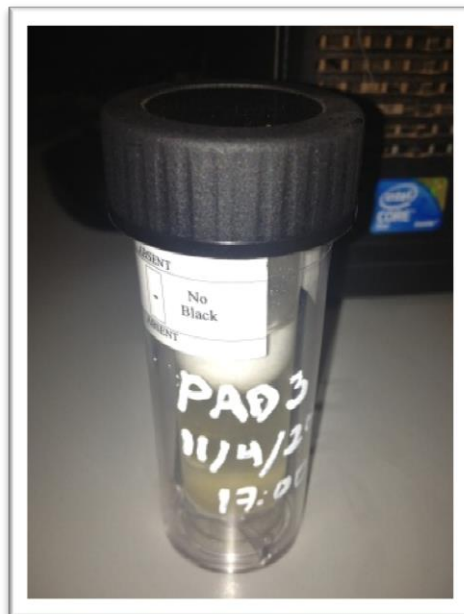
Anteriormente se había comprobado mediante una prueba al agua transferida a los pozos inyectoros del PAD A que durante el periodo que no se inyectaba biocida se observaba crecimiento de bacterias SRB en una concentración de 100 cfu/mL.



Luego se corroboró este resultado con una prueba microbiológica de bacterias sulfato reductoras de agua recibida en el PAD B por medio del Test BART, encontrándose al día 8 un precipitado de sulfuro de hierro indicando una población bacteriana de SRB anaeróbicas en una concentración de 200 (cfu/mL).



Durante la inyección de biocida BIOTREAT 12187 base formaldehído se inoculó un SRB BART (Biological Activity Reaction Test), observándose al quinto día 0 cfu/mL.



Durante el mes de mayo se realiza seguimiento microbiológico al agua de los PAD A y B, con los siguientes resultados:

PAD A



Concentración SRB 8 días: 1,200 SRB cfu/mL

PAD B



Concentración SRB 8 días: 1,200 SRB cfu/mL

El día 30 de mayo se inoculan SRB con los test Bart Test con los siguientes resultados:

Piscina de retrolavados



Concentración SRB 2 días: 700,000 SRB cfu/mL

Concentración APB 2 a 9 días: no se detecto

Piscina de inyección



Concentración SRB 6 días: 1,200 cfu/mL

Concentración APB 2 a 9 días: no se detecto

Durante el mes de junio se realiza seguimiento microbiológico al agua de los PAD A y B, mediante el método NACE TM 0194-2004 "Field Monitoring of Bacterial Growth in Oil and Gas Systems," con los siguientes resultados:

PAD



Concentración APB a los 21 días: 10 cfu/mL



Concentración SRB a los 21 días: 100 SRB cfu/mL

PAD

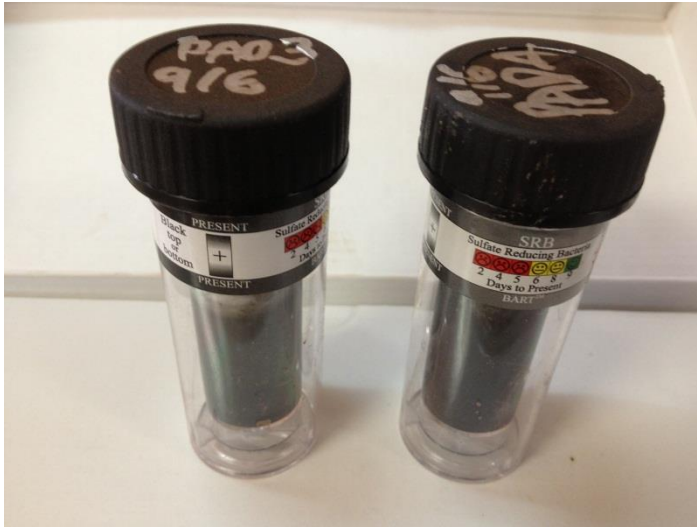


Concentración APB a los 21 días: 10 cfu/mL



Concentración SRB a los 21 días: 100 SRB cfu/mL

Se inocularon también paralelamente SRB y APB Bart Test para el agua que ingresa al PAD A y B con los siguientes resultados:



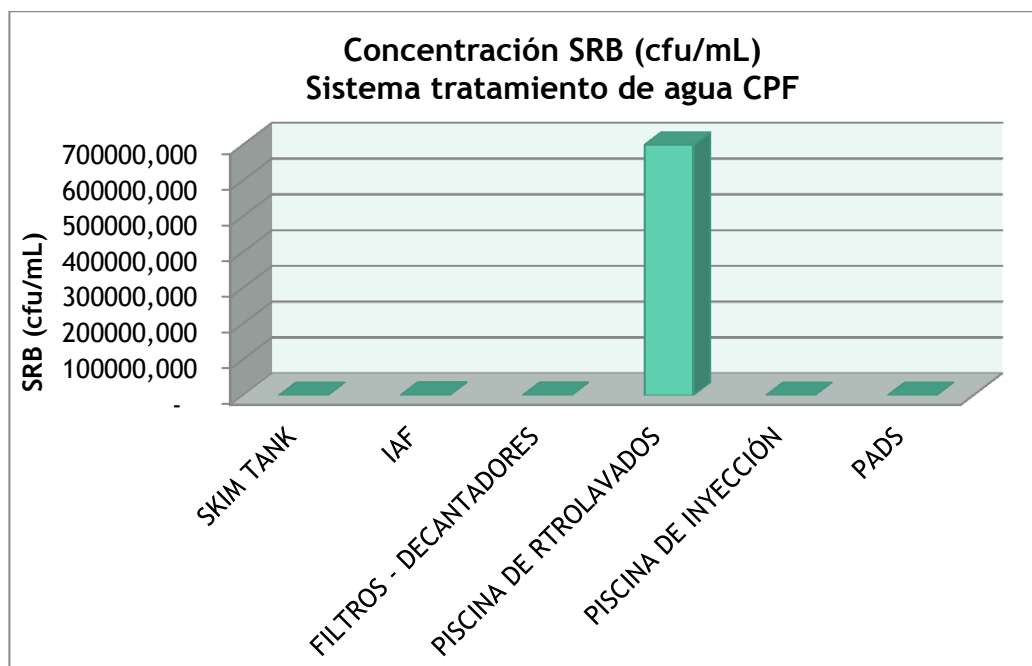
Concentración SRB a los 6 días: colonias en la base y en la parte superior, combinación de SRB anaeróbicas y aeróbicas 1,200 cfu/mL.



Concentración APB a los 7 días: colonias no agresivas <100 cfu/MI

En la siguiente tabla se puede observar la concentración de bacterias en los diferentes puntos de control de CPF:

Punto de control	SRB (cfu/mL)
SKIM TANK	10
IAF	1,000
FILTROS - DECANTADORES	100
PISCINA DE RETROLAVADOS	700,000
PISCINA DE INYECCIÓN	10 – 1,200
PADS	10 – 1,200



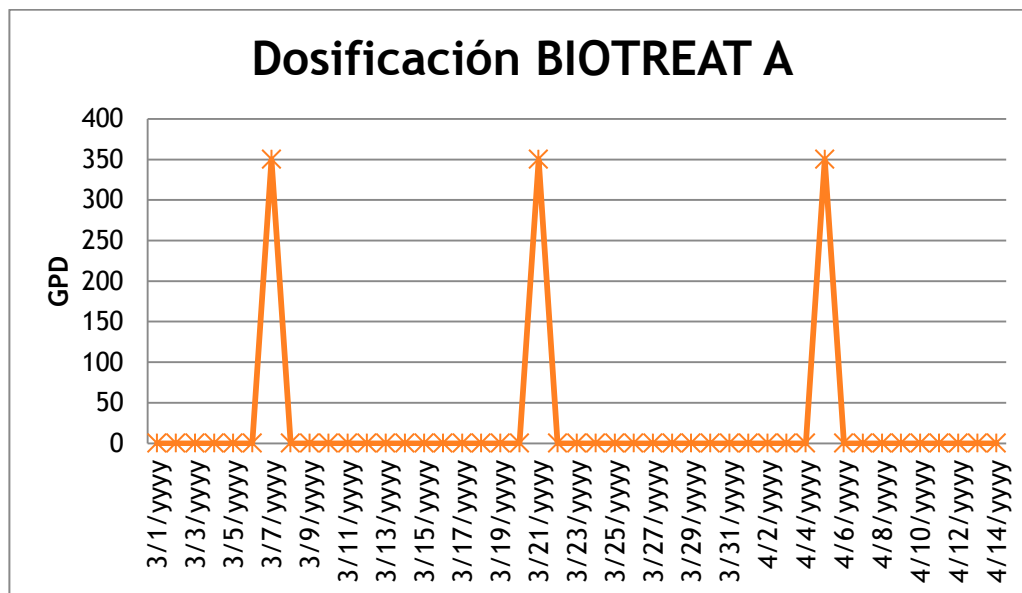
Se concluye que la piscina de retrolavados es el punto más crítico de contaminación microbiana y en el cual se presencia mayor de bacterias SRB. Se recomienda realizar baches periódicos de biocida en este punto debido a que el agua se transfiere continuamente a la piscina de inyección.

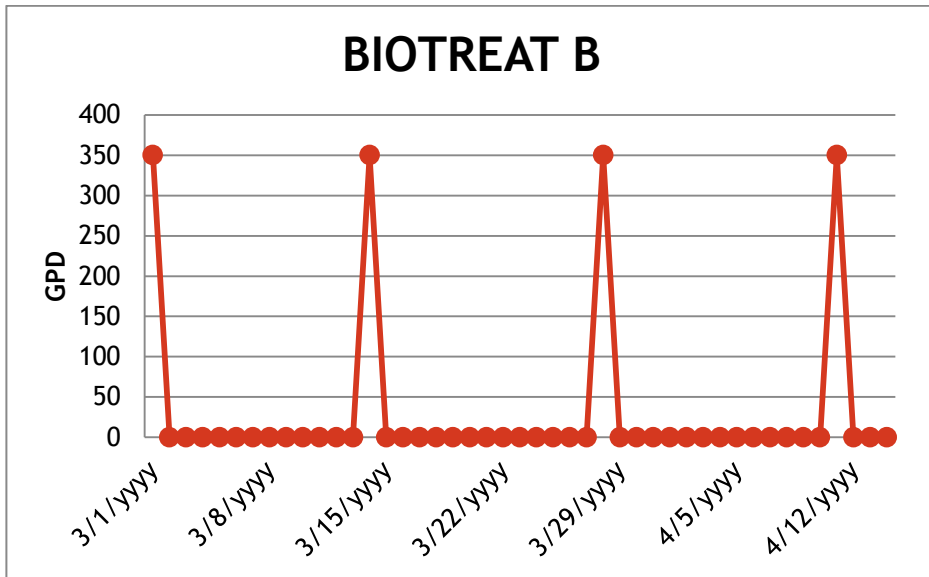
Tratamiento actual con biocida

Actualmente se están dosificando dos tipos de biocida, BioTreat A y BioTreat B Cada 7 días se realiza un bache con el fin de controlar la proliferación de bacterias en los pozos inyectoros.

PAD A	PAD B	PAD C	PAD A	PAD B	PAD C
BIOTREAT A	BIOTREAT A	BIOTREAT A	BIOTREAT B	BIOTREAT B	BIOTREAT B
100 GPD cada 14 días	150 GPD cada 14 días	150 GPD cada 14 días	100 GPD cada 14 días, 7 días después del primer bache de BIOTREAT A	150 GPD cada 14 días, 7 días después del primer bache de BIOTREAT A	150 GPD cada 14 días, 7 días después del primer bache de BIOTREAT A

A continuación se muestra un ejemplo del consumo de biocida durante los meses marzo – abril de 2013.





Según los resultados se observa un problema grave de bacterias, arrojando un resultado entre 10 a 1000 SRB/ml aérobicas y anaeróbica en el agua que ingresa a los PAD.

Según éstos resultados se recomienda realizar baches a altas concentraciones de forma periódica, alternando los biocidas.

Agua de inyección

En el CPF se reciben 1'180.000 BWPD de las troncales de producción que ingresan a la facilidad y de otro CPF se reciben alrededor de 450.000 BWPD para su tratamiento. Actualmente se están inyectando entre 1'670.000 a 1'700.00 BWPD a los pozos inyectoros SDW de los PAD. La siguiente es la distribución de agua procesada en CPF que se inyecta a cada PAD en los primeros días del mes de julio:

Punto	Total agua inyectada (BWPD)
DW -Q	139.579
PAD A	180.000
PAD B	240.672
PAD C	258.637
PAD D	480.559
PAD E	376.876
Total	1.676.323

El caudal aproximado de inyección de cada set de PAD's se muestra en la siguiente tabla, los datos de BWPD corresponden al total transferido desde el CPF. Actualmente se cuentan con las siguientes dosificaciones por bache:

PAD	BWPD	BWPH	Tasa de inyección	Concentración
-----	------	------	-------------------	---------------

			(galones en 5 horas)	(ppm)
X	430.000	17.916	100	27
Y	720.000	30.833	150	23
Z	500.000	20.833	100	23

Para que el tratamiento con biocida sea efectivo se recomienda dosificar por lo menos 200 ppm de producto. Los baches se aplicarían en un lapso de cuatro horas.

PAD	BWPD	BWPH	Tasa de inyección de Biocida Requerida (GPD)	Concentración (ppm)
X	430.000	17.916	749	200
Y	720.000	30.833	1295	
Z	500.000	20.833	875	

Recomendaciones

Se recomienda realizar tratamiento de la piscina de retrolavados o del agua de transferencia hacia la piscina de inyección porque el agua proveniente de los retrolavados presenta mayor cantidad de bacterias SRB. Se recomienda realizar baches periódicos de biocida en este punto debido a que el agua se transfiere continuamente a la piscina de inyección.

Acompañar el monitoreo de bacterias SRB y APB con:

- Inspección de corrosión
- Niveles de sulfuro
- Sólidos suspendidos (método gravimétrico)
- Conteo de hierro
- Oxígeno disuelto
- Potencial REDOX
- Temperatura
- Alcalinidad y pH
- Evaluación índice de inyectividad pozos SWD

Se llevará a cabo un Kill Test: Ensayo de Concentración Inhibitoria mínima de biocidas según Norma NACE Standard TMO 194-94 Ítem 21224. El objetivo del test es encontrar la efectividad del biocida a ciertas concentraciones. Se ensaya la acción bactericida en diferentes concentraciones y tiempos de contacto frente a distintas suspensiones bacterianas en los viales de cultivos diseñados para cada tipo de bacteria. Un tratamiento efectivo requiere:

- Tiempo de contacto
- Concentración
- Tratamientos periódicos

ANEXO D

Inyección secuestrante de oxígeno, CPF en estudio

Actualmente se están inyectando alrededor de 2.080.000 BWPD a los Saltwater Disposal Wells de los PAD. La siguiente es la distribución de agua procesada en CPF que se inyecta a cada PAD:

En el CPF se trata aproximadamente un volumen de 1'290.000 BWPD proveniente de las troncales y se están procesando alrededor de 630.000 BWPD de agua proveniente de otro CPF. Para lograr una mínima concentración de oxígeno disuelto en campo se estableció que el agua que se inyecta a los PAD debe tener un valor menor a 1 ppb.

Para evitar la corrosión inducida por el residual de oxígeno se inyecta secuestrante de oxígeno.

A continuación los resultados del monitoreo de oxígeno disuelto realizado en los pasados días en la facilidad.

Primer monitoreo PAD'S:

		PAD	
		Piscina de inyección	
		<u>a</u>	<u>b</u>
T (°F)	144	142,2	133,8
OD (ppm)	1,0	0,2	0,4

Segundo monitoreo PAD'S:

		PAD			
		Piscina de inyección			
		<u>a</u>	<u>b</u>	<u>c</u>	<u>d</u>
T (°F)	144,6	140,5	133,8	140,4	126,9
OD (ppm)	0,8	0,4	0,8	0,6	0,6

Tercer monitoreo PAD'S septiembre:

		PAD	
	Piscina de inyección	a	b
T (°F)	146	141.9	134.2
OD (ppm)	1,2	0,6	0,8

Como se puede apreciar el decremento de la cantidad de oxígeno desde la piscina de inyección en relación al que se encuentra disuelto en el fluido de la línea del PAD es mínima.

Para que el tratamiento con secuestrante de oxígeno sean efectivo se recomienda dosificar 20 ppm de producto. Las siguientes serían las tasas de inyección por PAD para los caudales actuales de agua en el CPF:

PAD	BWPD	Tasa de inyección gpd	Concentración (ppm)
X	644.000	540	20
Y	862.000	730	20
Z	580.000	500	20

Recomendaciones técnicas

De acuerdo con los resultados de los análisis obtenidos se tiene un rango de oxígeno disuelto entre 0,2 a 0,8 ppm (200 a 800 ppb) en el agua que ingresa a los pozos inyectoros de los PAD de inyección.

El oxígeno es el gas de mayor potencial para la corrosión. El oxígeno disuelto a bajas concentraciones aún menores a 1 ppm puede causar corrosión. El alto residual de oxígeno disuelto incrementa las tasas de corrosión en las líneas de acero de conducción de agua hacia los PAD.

Se recomienda mantener la inyección de secuestrante de oxígeno a una concentración de 20 ppm según la estequiometría del producto; así como también generar una estrategia para el control de la corrosión de las líneas de inyección y también de la facilidad realizando un estudio de la corrosión en la líneas y equipos, teniendo en cuenta datos de diseño, información operacional, históricos de operación, realizando inspecciones de corrosión interna y externa e históricos de falla.

ANEXO E

Prueba de inyección secuestrante de oxígeno

Se realizaron pruebas con tres secuestrantes de oxígeno con el fin de observar la concentración de oxígeno disuelto en agua que llega a través de la tubería de transporte de agua de producción de CPF en estudio a un PAD de inyección.



Caudal tratado: 245.000 BWPD

Diámetro de tubería: 20"

Tiempo de flujo CPF – PAD: 33 min

Temperatura del agua: 147 °F

El producto actual para tratar el agua de la línea hacia el PAD se dosifica a 8.2 ppm.

Primera prueba

Se registró una concentración de oxígeno disuelto aguas arriba del punto de inyección sin química de 1,2 ppm con una temperatura de 147,5 °F.

Producto ensayado:

Secuestrante de oxígeno SO-A

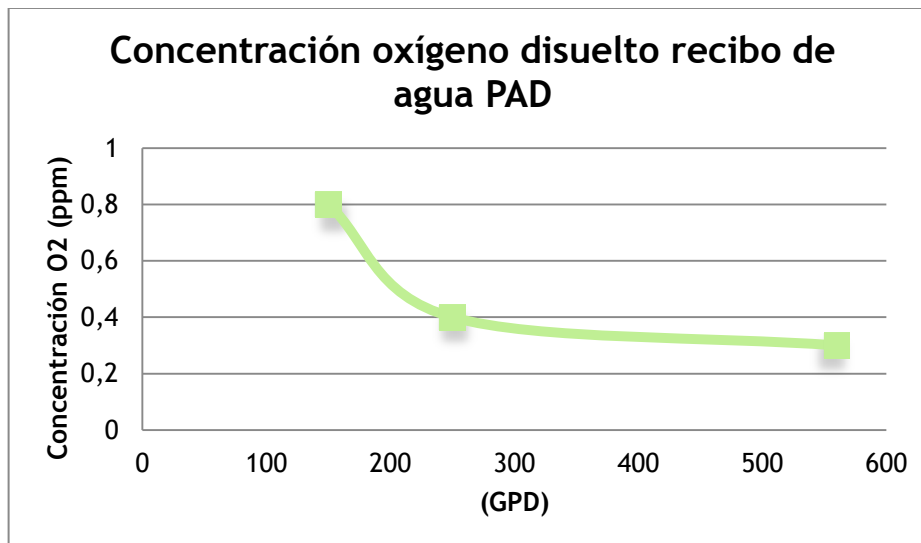
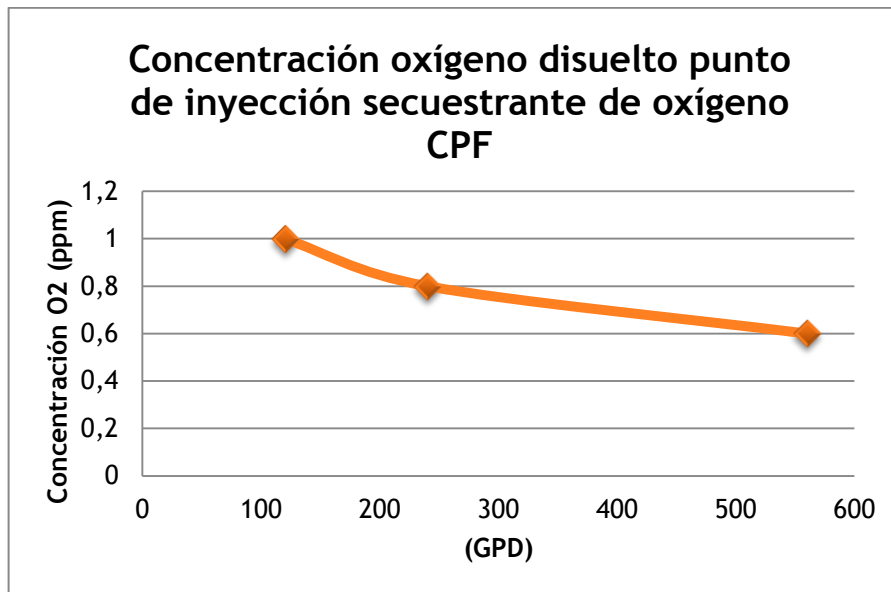
Punto de control	Tasa de inyección Secuestrante Oxígeno (GPD)	Concentración OD (ppm) Método Colorimétrico
AGUA CPF	150	1.0
PAD	150	0.8

La prueba se realizó con 120, 240 y 560 GPD de producto puro.

Producto probado: SO-A

Punto de control	Tasa de inyección Secuestrante Oxígeno (GPD)	Concentración producto (ppm)	Concentración OD (ppm) Método Colorimétrico*
AGUA CPF	120	6.57	1.2
PAD			0.8
AGUA CPF	240	13.16	1.2
PAD			0.4
AGUA CPF	560	30.7	1.2
PAD			0.3

*Estos valores se analizaron con el Kit de detección de oxígeno de Chemetrics.



Se observa que a mayores concentraciones de secuestrante de oxígeno se disminuye la concentración de oxígeno disuelto.

El promedio de agua inyectada a los PAD se encuentra en 1.550.000 BBL. Con la inyección diaria de 450 GPD de secuestrante de oxígeno el agua se trata con alrededor de 7 ppm de este producto.

Segunda prueba

Producto ensayado:

Secuestrante de oxígeno – *Producto actual* y *SO-B*

El agua que sale de la piscina antes de la adición a la piscina tiene una concentración de oxígeno disuelto de 1,5 ppm (1500 ppb), un pH de 7.290 y una temperatura de 145,8 °F. Por la línea del PAD se inyecta un caudal de 249.578 BWPD.

Secuestrante inyectado	Dosis de secuestrante (GPD)	Concentración de oxígeno (ppm)	
		Punto Iny. CPF	PAD *
Producto actual	150	1,5	0,378
	560	1,5	0,147
SO-B	150	1,5	0,169
	370	1,5	0,122
	560	1,5	0,067

*Estos valores se analizaron con el Kit de detección de oxígeno de Accuvac® de HACH.

Tercera prueba

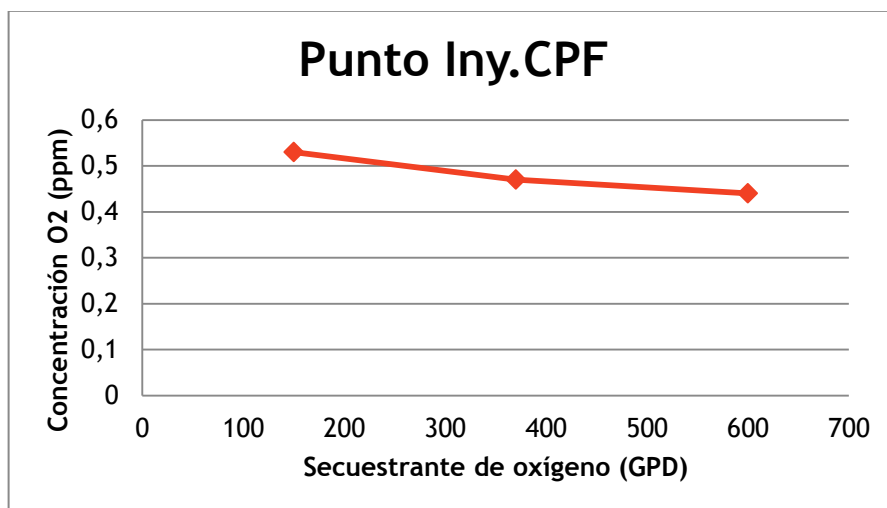
Producto ensayado:

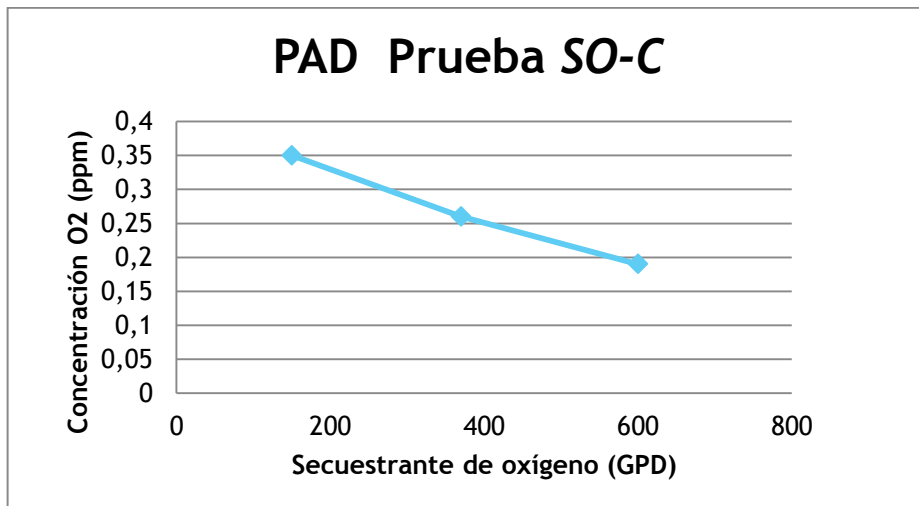
Secuestrante de oxígeno **SO-C**

Se realiza prueba con secuestrante de oxígeno **SO-C** en la línea de agua de inyección en el PAD que presenta una temperatura de 144 °F obteniéndose un valor de 0.19 ppm a una tasa de 600 GPD (alrededor de 33 ppm), 0.26 ppm a una tasa de 370 GPD (alrededor de 20.3 ppm) y 0.35 ppm a una tasa de 150 GPD (alrededor de 8.2 ppm).

Estos valores se analizaron con el kit de detección de oxígeno Accuvac ® de HACH por el método de campo colorimétrico.

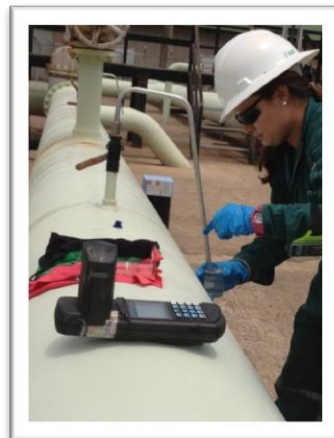
Se tiene una concentración de oxígeno disuelto aguas arriba del punto de inyección de 0,63 ppm con una temperatura de 147 °F y un pH de 7.298.





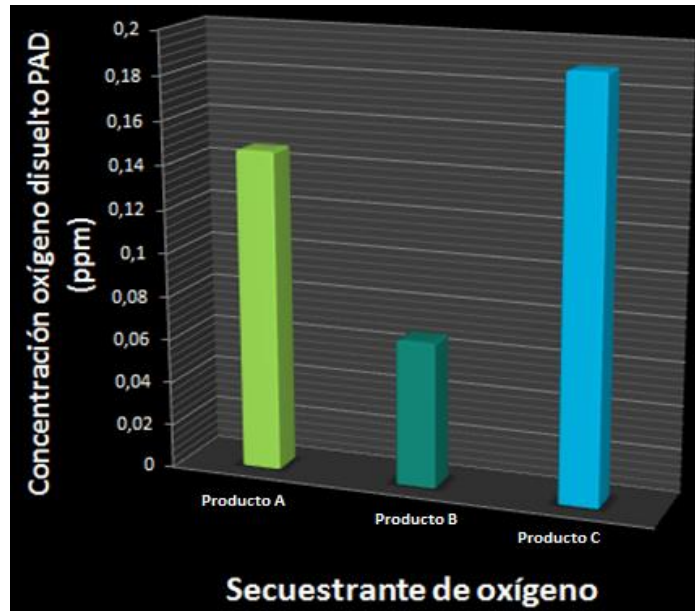
Análisis de oxígeno disuelto

La medición de oxígeno disuelto en las últimas dos pruebas se realizó por el método Indigo Carmine (Ampollas AccuVac) para rangos bajos (0 a 1000 $\mu\text{g/L O}_2$).



Durante la prueba de inyección de secuestrante de oxígeno se obtienen valores de pH en un rango entre 7,3 y 7,5 sin afectar el agua de inyección.

En la siguiente gráfica se puede observar la concentración de oxígeno disuelto en el agua que se recibe en el PAD cuando se inyectó cada producto a 560 GPD (en promedio 30.7 ppm).



Se puede observar que **SO-B** es un producto de rápida reacción.

Se realizaron posteriores pruebas con el producto **SO-B** en donde se encontró un rango de oxígeno disuelto entre 50 a 70 ppb en el agua de inyección hacia el PAD con un pH promedio de 7,4.

Al aumentar la dosis de secuestrante se ve una disminución de la concentración de oxígeno disuelto tanto en el punto que se encuentra cerca de la bomba de dosificación de secuestrante como en el PAD de inyección.

ANEXO F

United States
Environmental Protection
Agency

Office of Water
14660
Washington, DC 20460

EPA 916-H-01-003
August 2001
www.epa.gov/safewater

Safe Drinking Water Act

Underground Injection Control (UIC) Program

Protecting Public Health and Drinking Water Resources

Class I wells-
Isolate hazardous, industrial and municipal wastes through deep injection

Class II wells-
Inject oil and gas production wastes

Class III wells-
Minimize environmental impacts from solution mining operations

Class V wells-
Manage the shallow injection of all other fluids to prevent contamination of drinking water resources

In your community, there may be industrial waste disposal wells, storm water drainage wells, large-capacity septic systems, and other Class V wells. They are regulated and are not allowed to endanger drinking water resources.

Class V wells continued

All large-capacity cesspools are banned. New motor vehicle waste disposal wells are banned nationwide. Existing motor vehicle waste disposal wells in source water protection areas or other sensitive ground water areas must close or receive a permit.

Class IV wells-
Prevent ground water contamination by prohibiting the shallow injection of hazardous waste except as part of authorized cleanup activities

*PRODUCTION WELLS ARE NOT REGULATED BY THE UIC PROGRAM