

**DISEÑO CONCEPTUAL DE UN SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUAS DE
PRODUCCIÓN PARA RE-INYECCIÓN EN POZO DISPOSAL EN UN CAMPO DE
LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.**

**DIEGO ARMANDO ACOSTA POLO
JUAN CARLOS JACOBS MANZERA**



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

2017

**DISEÑO CONCEPTUAL DE UN SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUAS DE
PRODUCCIÓN PARA RE-INYECCIÓN EN POZO DISPOSAL EN UN CAMPO DE
LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.**

**DIEGO ARMANDO ACOSTA POLO
JUAN CARLOS JACOBS MANZERA**

**DIRECTOR
EDISON ODILIO GARCÍA NAVAS
M.SC. Ingeniero de petróleos**

**CO-DIRECTOR
LUIS FERNANDO CÓRDOBA SALAZAR
Ingeniero industrial**

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

2017

En primer lugar, quiero agradecerle a Dios por permitirme estar con vida y poder disfrutar de este logro al lado de mis seres queridos.

A mi madre, que es mi motor, ejemplo y apoyo incondicional, por darme un amor puro y sincero que fue clave para poder alcanzar este éxito.

A mi padre (Q.E.P.D.), ese ángel que siempre me acompañó y me guió por el camino correcto, al cual le debo todo y es el principal artífice de este logro

A mi abuela MACHI (Q.E.P.D.), mi segunda madre que siempre vivió orgullosa de mí.

A mis hermanos, que a pesar de las discusiones los quiero demasiado.

A mi tío pello, mi tía Doris, mi tía Ilvita, mi tío Enrique, los cuales me apoyaron en las circunstancias más difíciles.

Y por último y no menos importante, a mis primos, primas, todos mis amigos y demás personas que de una u otra manera hicieron parte de todo este proceso.

“JAFANA JAFANA TE CUMPLÍ PAPÁ”

Diego Armando Acosta Polo

En primera instancia expreso toda mi gratitud y gracias al dueño de la vida, Dios, que en ningún momento de mi vida y durante el transcurso de mi formación profesional me dejó solo y siempre estuvo conmigo llevándome de la mano sabiendo de mi esfuerzo y templanza, siendo molde de mí actuar.

En segunda instancia a mis dos padres y a mi hermano, que fueron el aliento y apoyo en todos los sentidos, siendo los enviados por Dios para hacer de mi un ser humano integral. Sencillamente, sin ellos no hubiese podido haber alcanzado este logro.

A mis abuelos, que desde pequeño fueron mi guía y forjaron en mí los valores esenciales que hoy en día dan frutos y me hacen cada vez mejor persona. A todo el resto de mi familia que siempre de una u otra forma estuvieron pendientes y ahí dispuestos para cuando los necesitase.

A mis amigos y compañeros de universidad, que siempre prestaron su ayuda sincera en cada momento de necesidad y compañía en cada una de las alegrías, en especial al amigo y compañero artífice conjunto para la realización de este proyecto que siempre fue apoyo en este largo camino de formación profesional, hoy culminado con éxito.

Juan Carlos Jacobs Manzera

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	17
1. GENERALIDADES DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	19
1.1 ORIGEN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	20
1.2. CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y QUÍMICAS DEL AGUA.....	22
1.2.2.1. Cationes.....	25
1.2.2.2. Aniones	27
1.2.3. Otras Características.....	28
1.3. USOS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	30
1.4. PROBLEMAS GENERADOS POR EL AGUA PARA INYECCIÓN	42
2. SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO EN ESTUDIO	48
2.1. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA.....	50
2.2. PROBLEMÁTICA PRESENTE EN EL CAMPO EN ESTUDIO.....	54
3. SISTEMAS DE TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN	58
3.1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LOS EQUIPOS EMPLEADOS PARA EL TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN.....	58
3.2. TRATAMIENTO QUÍMICO DEL AGUA.....	81
3.2.1. Biocidas.....	81
3.2.2. Coagulantes	82
3.2.3. Inhibidores de Corrosión	83
3.2.4. Floculantes	84
3.2.5. Secuestrante de Oxígeno.	85
3.2.6. Acondicionador de pH.	85

3.2.7. Inhibidor de Incrustaciones.....	85
4. PROPUESTA DEL DISEÑO CONCEPTUAL PARA EL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA.	87
4.1. DETERMINACIÓN DE LA FORMACIÓN CANDIDATA COMO RECEPTORA DEL AGUA DE PRODUCCION A PARTIR DEL ANÁLISIS DE CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS Y MINERALÓGICAS.	87
4.1.1. Litología Regional General de la Formación Interés del Campo en Estudio, Formación Carbonera.....	88
4.1.2. Selección de la Unidad Miembro de la Formación Carbonera Candidata Como Receptora de las Aguas de Producción.....	90
4.2. CARACTERIZACIÓN AGUA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO EN ESTUDIO	99
4.3. MÉTODO DE SELECCIÓN DE EQUIPOS PARA EL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN PROPUESTO.....	107
4.4. PROPUESTA DE DISEÑO CONCEPTUAL DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO PARA SOLUCIONAR LA PROBLEMÁTICA	113
4.4.1. Dimensionamiento y Funcionamiento de los equipos Propuestos para el Sistema de Tratamiento.....	114
4.4.2. Tratamiento Químico Propuesto.	142
5. EVALUACIÓN DEL BENEFICIO ECONÓMICO DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA PROPUESTO	151
5.1. PRESUPUESTO DEL DISEÑO PROPUESTO.....	151
5.2. BENEFICIO ECONÓMICO DEL DISEÑO PROPUESTO.	152
6. CONCLUSIONES.....	158
7. RECOMENDACIONES.	160
BIBLIOGRAFÍA	161

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Métodos para determinar el contenido o presencia de cationes	26
Tabla 2. Métodos para determinar el contenido o presencia de aniones	28
Tabla 3. Parámetros fisicoquímicos máximos permisibles para vertimiento en cuerpos de agua superficiales	33
Tabla 4. Análisis de parámetros técnicos operacionales generales para re- inyección en pozo disposal.	38
Tabla 5. Datos de producción diaria del campo	49
Tabla 6. Características del campo	49
Tabla 7. Equipos usados en la planta de tratamiento de agua	51
Tabla 8. Tratamiento químico aplicado al agua de producción	53
Tabla 9. Equipos para el tratamiento de aguas residuales industriales.	59
Tabla 10. Características litológicas generales de las unidades miembros de la Formación Carbonera.	89
Tabla 11. Relación de las características petrofísicas y mineralógicas de las unidades miembro de la Formación Carbonera con los registros de Rayos Gamma (GR) y de Resistividad, pozo W3.	95
Tabla 12. Relación aceite/agua y sólidos totales suspendidos a la salida de los Gun Barrel 2,3 y 4.....	99
Tabla 13. Parámetros físico-químicos tomados a la salida de los skimming tank 1 y 2.....	100
Tabla 14. Relación aceite/agua y sólidos totales suspendidos a la salida de los skimming tank y catch tank.....	100
Tabla 15. Parámetros físico-químicos tomados a la salida para aspersión	101
Tabla 16. Relación aceite/agua y sólidos totales suspendidos tomados a la salida para aspersión	101

Tabla 17. Comparación de los parámetros físico-químicos del agua de producción con los requeridos para la re-inyección.	102
Tabla 18. Pronósticos de producción de agua y BS&W del campo en estudio	103
Tabla 19. Características del CPI	108
Tabla 20. Características del separador API.....	108
Tabla 21. Características del hidrociclón	109
Tabla 22. Matriz de selección del equipo para el tratamiento primario	110
Tabla 23. Matriz de selección del equipo para el tratamiento secundario.....	111
Tabla 24. Características del filtro de cáscara de nuez	112
Tabla 25. Datos de fabricación del recipiente del CPI	116
Tabla 26. Posibles problemas operacionales y recomendaciones para el CPI....	119
Tabla 27. Diámetros estándares de tubería para serpentín de mezcla.....	120
Tabla 28. Posibles problemas operaciones y recomendaciones para el serpentín de mezcla.....	122
Tabla 29. Datos de fabricación del recipiente DAF	124
Tabla 30. Posibles problemas operacionales y recomendaciones para el DAF...	126
Tabla 31. Datos de fabricación del recipiente y tapa del filtro de cáscara de nuez	129
Tabla 32. Posibles problemas operaciones y recomendaciones para los filtros de cáscara de nuez.....	132
Tabla 33. Datos de fabricación del recipiente del decantador.....	134
Tabla 34. Posibles problemas operaciones y recomendaciones para los decantadores	136
Tabla 35. Posibles problemas operaciones y recomendaciones para el lecho de secado	139
Tabla 36. Dosificación del rompedor inverso	143
Tabla 37. Dosificación del coagulante	144
Tabla 38. Dosificación de floculante	145
Tabla 39. Dosificación de inhibidor de incrustaciones	147
Tabla 40. Dosificación de secuestrante de oxígeno y biocida.....	148

Tabla 41. Presupuesto para el sistema propuesto	152
Tabla 42. Horario y turnos de trabajo de los operadores en el sistema actual.....	155
Tabla 43. Horario y turnos de trabajo de los operadores en el sistema propuesto	155
Tabla 44. Costos del sistema de tratamiento de agua actual del campo en estudio	156
Tabla 45. Costos del sistema de tratamiento de agua propuesto para el campo en estudio	156
Tabla 46. Evaluación del beneficio económico al implementarse el sistema de tratamiento propuesto	156

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Mecanismo de producción natural	20
Figura 2. Agua connata de una roca mojada por agua	21
Figura 3. Recuperación mejorada de petróleo, inyección de agua	22
Figura 4. Tratamiento y disposición de aguas de producción, costa afuera.....	32
Figura 5. Métodos convencionales de recobro secundario	36
Figura 6. Laguna de evaporación	39
Figura 7. Camión rociando agua para el control de polvo.....	41
Figura 8. Actividades agrícolas, roció de cultivos.	42
Figura 9. Pérdida total de una tubería por acción corrosiva.....	43
Figura 10. Incrustaciones en tubería petrolera.....	45
Figura 11. Vista de planta del campo en estudio	49
Figura 12. facilidades de producción de la estación	52
Figura 13. Deterioro de los catch tank del campo.....	56
Figura 14. Contaminación del suelo en zona de aspersion.....	56
Figura 15. Vista interior de un tipo de Skim Tank.	60
Figura 16. Esquema del funcionamiento de un Skim Tank, para remover pequeñas concentraciones de aceite disperso en el agua.....	61
Figura 17. Esquema del funcionamiento de un separador API para remover aceite y solidos suspendidos en el agua.....	62
Figura 18. Esquema del funcionamiento de un separador de placas paralelas.....	63
Figura 19. Aspecto exterior de un separador de placas corrugadas.....	64
Figura 20. Esquema del funcionamiento de un separador de placas corrugadas..	64
Figura 21. Esquema del funcionamiento de un Separador de flujo transversal	65
Figura 22. Esquema del funcionamiento de un Separador de flotación por gas inducido.....	68
Figura 23. Esquema del funcionamiento de un Separador de flotación por gas disuelto.....	69

Figura 24. Aspecto exterior de un Separador de flotación por aire disuelto.....	70
Figura 25. Esquema del funcionamiento de un Separador de flotación por aire disuelto.....	70
Figura 26. Esquema del funcionamiento de un Separador Hidrociclón.	71
Figura 27. Piscinas para el tratamiento de aguas residuales.....	72
Figura 28. Aspecto exterior de un filtro.	74
Figura 29. Esquema del funcionamiento de un filtro	75
Figura 30. Filtros de tierra diatomea.	76
Figura 31. Filtros de cartucho.	77
Figura 32. Filtros de cartucho.	77
Figura 33. Filtro de cáscara de nuez.....	78
Figura 34. Vista exterior de un filtro multilecho	79
Figura 35. Vista exterior de filtros pulidor	80
Figura 36. Correlación estratigráfica del pozo prospecto para la re-inyección.....	93
Figura 37. Pronóstico de producción de agua y BS&W desde el año 2016 hasta el año 2020.	106
Figura 38. Interceptor de placas corrugadas (CPI)	119
Figura 39. Serpentín de mezcla.....	122
Figura 40. Separador de flotación por aire disuelto (DAF) y tanque saturador	127
Figura 41. Filtros de cascara de nuez (actuadores).....	132
Figura 42. Filtros de cascara de nuez.....	133
Figura 43. Tanques de almacenamiento de lodo y decantadores.....	135
Figura 44. Lecho de secado.....	137
Figura 45. Formato semanal de inspección y control de los parámetros operativos de los equipos propuestos para el tratamiento del agua de producción	140
Figura 46. Efecto de coagulante y floculante sobre el agua contaminada	146
Figura 47. Ubicación del sistema de tratamiento de agua propuesto dentro del esquema general del campo.....	149
Figura 48. Sistema de tratamiento de agua propuesto	150

RESUMEN

TÍTULO: DISEÑO CONCEPTUAL DE UN SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN PARA RE-INYECCIÓN EN POZO DISPOSAL EN UN CAMPO DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES.*

AUTORES: DIEGO ARMANDO ACOSTA POLO, JUAN CARLOS JACOBS MANZERA**

PALABRAS CLAVE: AGUA DE PRODUCCIÓN, POZO DISPOSAL, RE-INYECCIÓN, PARÁMETROS FÍSICO-QUÍMICOS.

DESCRIPCIÓN:

La producción de grandes volúmenes de agua asociada a la producción de hidrocarburos, en el panorama mundial, es muy frecuente y se ha convertido en un problema al momento de definir su disposición final debido a que existen normatividades y requerimientos legales, técnicos y ambientales que se deben cumplir. Una alternativa de disposición final que se ha estado implementando con buenos resultados, es la re-inyección a la formación a través de pozos disposal.

El agua de producción tiene numerosos constituyentes que son nocivos tanto para el medio ambiente como perjudiciales para el yacimiento cuando el objetivo final es la re-inyección del agua a la formación, por tal motivo, no es posible re-inyectar el agua sin antes someterla a un tratamiento especial basado principalmente en ciertos procesos físicos tales como coalescencia, filtración, flotación y asentamiento por gravedad. Dependiendo de la composición del agua se hace necesaria la adición de productos químicos en simultáneo con los procesos físicos, de tal manera que se favorezca la eliminación de los componentes contaminantes.

El propósito del presente proyecto es realizar el diseño conceptual de una planta de tratamiento de agua de producción con capacidad para 10.000 BWPD para un campo productor de la cuenca de Los Llanos Orientales, con el fin de re-inyectarla a la formación a través de pozo disposal, proponiendo así la implementación de equipos con gran eficiencia de remoción de contaminantes tales como interceptor de placas corrugadas (CPI), separador por aire disuelto (DAF) y filtros de arena, con la finalidad de alcanzar los parámetros técnicos requeridos para la re-inyección y tratar de preservar el medio ambiente.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías físico químicas. Escuela Ingeniería de Petróleos Director. Edison Odilio García Navas

ABSTRACT

TITLE: CONCEPTUAL DESIGN OF A SYSTEM FOR WATER PRODUCTION TREATMENT FOR RE-INJECTION IN DISPOSAL WELL IN A FIELD OF THE LLANOS ORIENTALES BASIN.*

AUTHORS: DIEGO ARMANDO ACOSTA POLO, JUAN CARLOS JACOBS MANZERA**

KEY WORDS: Production water, disposal well, re-injection, Physicochemical parameters.

DESCRIPTION:

The production of large volumes of water associated to the hydrocarbon production, in the world overview, is very frequent and it has become on problem at the time for defining the final disposal, due to the existence of legal, technical and environmental regulation and requirements that must be met. An alternative of final disposal that has been implemented with good efficiency is the re-injection into a formation through disposal wells. .

The production water has many constituents that are harmful such for the environment as dangerous for the reservoir when the final objective is the re-injection of the water to the formation. For that reason, it is not possible to re-inject the water without first put it through into a special treatment based primarily on certain physical processes such as coalescence, filtration, flotation and gravity settlement. Depending on the composition of the water, it is necessary to add chemicals simultaneously with the physical processes, in order to help and improve the contaminating components elimination.

The purpose of this project is to carry out the conceptual design of a production water treatment plant with capacity for 10,000 BWPD for a producer field of the the Llanos Orientales basin, in order to re-inject it into the formation through a disposal wells, For that it is proposed the implementation of several equipment with great contaminating removal efficiency such as the corrugated plates interceptor (CPI), dissolved air flotation (DAF) and sand filters, in order to reach the required technical parameters for the re-injection and trying to preserve the environment.

* Bachelor Thesis

** Faculty of Physicochemical Engineering, School of Petroleum Engineering, Director. Edison Odilio García Navas

INTRODUCCIÓN

El proceso de la extracción de crudo obtiene como finalidad una mezcla de fluidos principalmente agua, gas y petróleo. Debido a sus diferentes propiedades y comportamientos se procesan de forma diferente. El agua proveniente de los yacimientos también es llamada salmuera de yacimientos petrolíferos, agua salada, agua de producción, etc. La producción de agua al principio de la vida del yacimiento es mínima, de tal forma que en ocasiones alcanza a cumplir con los parámetros exigidos de refinería y transporte ($BSW < 5\%$), ya en campos maduros la producción de agua es excesiva en comparación a la del petróleo, de hasta cinco o seis veces más que la del petróleo durante la vida útil del pozo. Globalmente por cada barril de petróleo se producen tres barriles de agua.¹

El manejo de millones de barriles de agua diariamente se ha convertido en un problema en la industria y de igual importancia que la producción de petróleo, que, se puede decir, es el objetivo principal de esta actividad, el dilema no es sólo que hacer con toda esta cantidad de agua sino también como tratarla, con el fin de recuperar crudo y maximizar la producción, y también para extraer los contaminantes que trae consigo y que son nocivos para el medio ambiente, entre los más relevantes están las sales disueltas, metales, sólidos suspendidos, grasas y aceites.

No es un secreto que en el mundo cada vez se está poniendo mayor atención a todo lo relacionado con el medio ambiente, con el fin de crear conciencia y darle la importancia que este requiere. La industria petrolera está siendo vigilada permanentemente y cualquier paso en falso está siendo castigado, por eso se debe

¹ SCHLUMBERGER. Manejo de la producción de agua: de residuo a recurso. 2004. En: oilfield review

cumplir al pie de la letra las normas ambientales que las entidades involucradas exigen.

Debido al contenido dañino del agua de producción, se hace necesario crear y diseñar plantas de separación, manejo y tratamiento, para que este fluido cumpla con los parámetros que exige la ley dependiendo de cuál sea su punto de disposición final.

El tratamiento del agua de producción se basa principalmente en dos procesos, el primero es el físico, este consiste en métodos de coalescencia, filtración, flotación y de separación gravitacional para llevar el agua a las especificaciones indicadas, pero en muchos casos estas técnicas no son suficientes y es necesaria la aplicación del segundo proceso, el tratamiento químico. Este se encuentra compuesto por floculantes, biocidas, inhibidores de incrustaciones, entre otros.

En la actualidad y con la urgencia de mitigar este problema, han surgido diferentes ideas del uso del agua, algunos son el control de polvos, control de incendios, agua para uso pecuario, agua para uso agrícola, evaporación, re-inyección al yacimiento para recuperación secundaria o para pozo disposal, siendo este último de mucho interés para el desarrollo del presente trabajo de grado.

1. GENERALIDADES DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

El agua es sin duda el recurso más importante de nuestra vida y en un futuro no muy lejano, se ira escaseando y volviéndose muy codiciado, igual o aún más que el mismo petróleo, este líquido vital que conforma el 80% de nuestro cuerpo y el 71% de la superficie de la corteza terrestre.

El agua de producción es toda aquella que se obtiene en la superficie (con o sin hidrocarburos) en los procesos de extracción de crudo y gas. El agua afecta todas las etapas de la vida de un campo petrolero, desde la exploración, que es la etapa inicial hasta el abandono del pozo, pasando por el desarrollo y la producción del mismo. Cuando se extrae petróleo de un yacimiento, ya sea al inicio o final de la producción del campo, siempre se producirá agua junto con el crudo.

Los campos petroleros maduros tienen algo en común, el agua producida en grandes cantidades, convirtiéndose en el fluido de Mayor producción en todo el proceso de extracción de crudo.

Las grandes magnitudes de agua se han convertido en una piedra en el zapato de muchas empresas en la industria del petróleo y hasta tal punto, que están considerados como uno de los principales contaminantes de los cuerpos de aguas tanto superficiales como subterráneas.²

² GARCIA, J. (n. d.). *Análisis de agua de producción*. Academia.edu. [en línea] [citado 10 de septiembre de 2016] disponible en: http://www.academia.edu/9254018/An%C3%A1lisis_de_agua_de_producci%C3%B3n

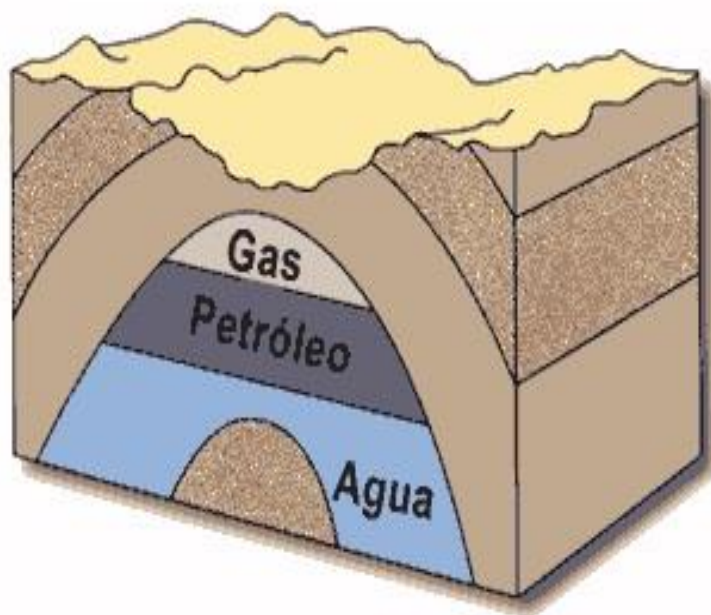
1.1 ORIGEN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

El agua de producción presenta tres principales orígenes que son: un origen meteorológico (agua intrusiva), un origen sedimentario (agua connata) y un origen ocasionado por la mano humana (agua de inyección).³

- **AGUA INTRUSIVA**

En la mayoría de los casos es provocada por cambios climáticos, los cuales junto a procesos geológicos y físicos entrapan el agua, y debido al fenómeno de filtración, este fluido puede llegar a hacer parte o crear un acuífero que puede ser beneficioso para la extracción de petróleo

Figura 1. Mecanismo de producción natural



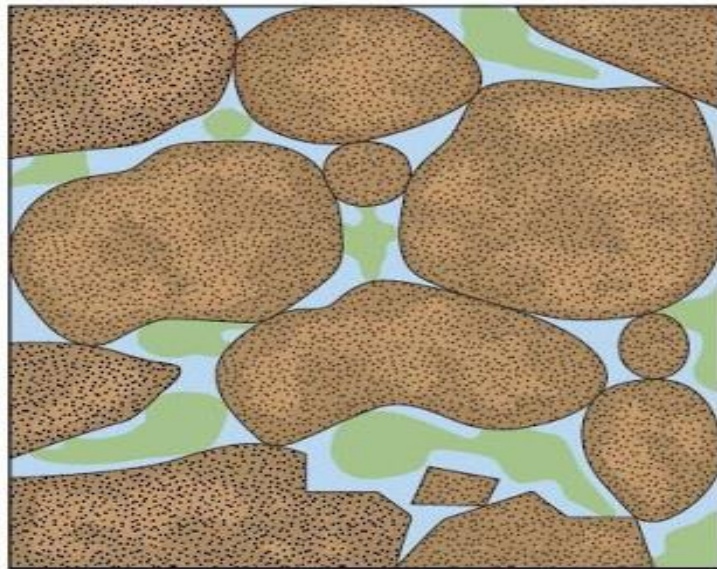
Fuente: ZEBALLOS, N. (2012). Presentación: química, clase de hidrocarburos [en línea] [citado 20 de enero de 2017] disponible en: <http://es.slideshare.net/natibsb2001/hidrocarburos-alcanos-alquenosalquinos-14589153>

³ Ibíd.

- **AGUA CONNATA**

Es aquella que ha permanecido en el subsuelo por millones de años, ubicada en los poros de la roca durante la formación de esta, convirtiéndose en un agua fosilizada. Cuando se extrae el hidrocarburo, el agua también es producida en superficie, estas suelen ser densas y salinas.

Figura 2. Agua connata de una roca mojada por agua

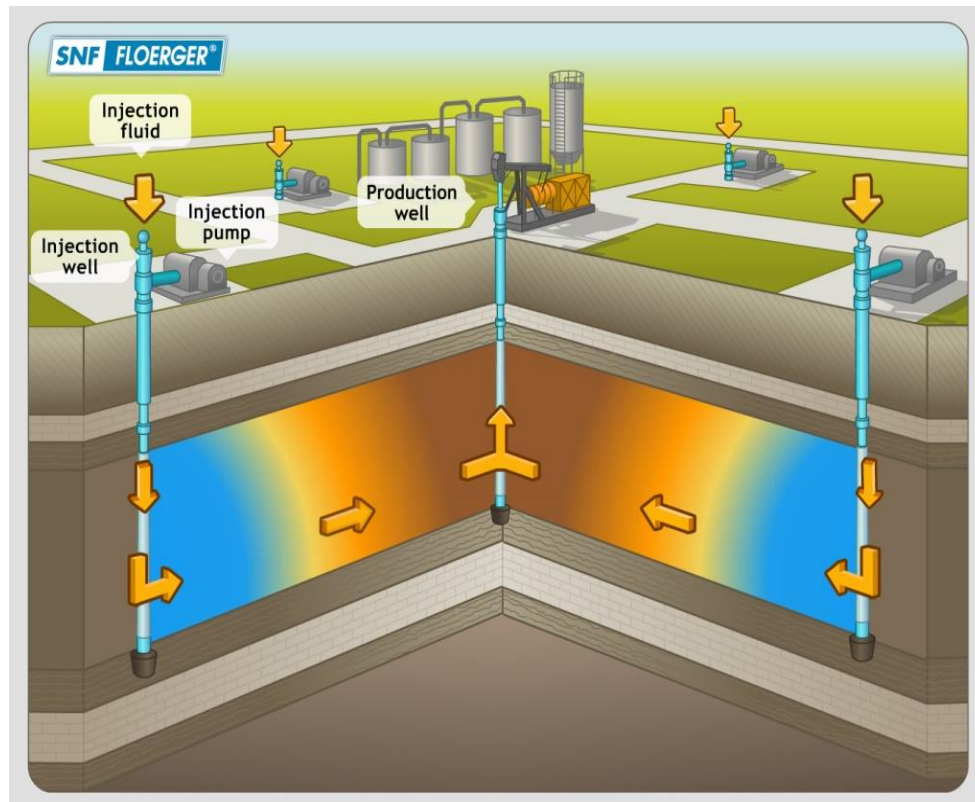


Fuente: MIRZAEI, N. Applied Wettability- Part I: Basics. 2016 [En línea] [Citado 22 de septiembre de 2016] disponible en: <http://oilpro.com/post/24265/applied-wettability-part-i-basics>

- **AGUA DE INYECCIÓN**

Esta agua se encuentra en el subsuelo no por obra de la naturaleza, sino por la mano humana. El agua se inyecta a la formación por diferentes motivos, ya sea para aumentar la producción de aceite (recobro mejorado), para realizar fracturamiento hidráulico, para disponerla en pozo disposal, con algún tipo de fin hidrológico, etc. Este tipo de técnicas requiere un estudio minucioso porque pueden ocasionar problemas severos en la producción.

Figura 3. Recuperación mejorada de petróleo, inyección de agua



Fuente: TERRY, R. *SAGD*. Petrotecnologías. [en línea] [citado 10 de septiembre de 2016] disponible en: <https://petrotecnologias.wordpress.com/tag/sagd/>

1.2. CARACTERÍSTICAS FÍSICAS Y QUÍMICAS DEL AGUA

El objetivo de cualquier proceso de inyección de agua es introducir este fluido en la formación causando el mínimo daño a la formación (skin), Con la finalidad de controlar los principales problemas relacionados con los contaminantes que contiene el agua.

El agua de producción no es apta para el consumo humano ni para el uso de animales. Es importante aplicar las pruebas de laboratorio necesarias que permitan identificar su composición, ya que estas pueden dar un indicativo de que tratamiento

debe realizarse para dejarla en las especificaciones adecuadas dependiendo a su uso final.⁴

1.2.1. Características Físicas. Son un aspecto importante para tener una descripción minuciosa y adecuada del agua de producción, el estudio de estas características es indispensable para realizar un análisis del agua.

1.2.1.1. Temperatura: La temperatura del yacimiento está en función de la profundidad, por lo tanto, la temperatura del agua producida refleja la temperatura del yacimiento. En los puntos de disposición final el agua aún tiene temperaturas elevadas, causando así efectos negativos tales como, daños en la fauna y flora, disminución de los niveles de oxígeno disuelto, muerte de peces y también acelera la velocidad de corrosión.

1.2.1.2. Color: este aspecto surge naturalmente a través de la degradación de materiales orgánicos e inorgánicos, el agua no contaminada suele tener ligeros colores rojizos, pardos, amarillentos y verdosos, mientras que las aguas contaminadas pueden tener diversos colores, aunque generalmente no se puede establecer la relación entre el color y el tipo de contaminación

1.2.1.3. Turbidez: Es la dificultad del agua para transmitir la luz, también se toma como un parámetro que indica que el agua no está limpia y que contiene partículas que impiden el paso de luz, por lo cual, disminuye la visibilidad a través de ella. Tales partículas son residuos insolubles como sólidos suspendidos, aceites dispersos o burbujas de gas.

1.2.1.4. Aceites y grasas: Es el petróleo que se encuentra disperso en el agua producida, esto ocasiona perturbaciones en la vida acuática, esto incluye toxicidad

⁴ AGURTO, E. *Mejoras en el Tratamiento de Agua de Inyección para Campos Maduros de Petróleo Usando Microburbujas de Gas Natural*. Lima-Perú. P 49. 2012. Universidad nacional de ingeniería.

en los peces, reducción de la aireación, y en el caso de inyección puede causar bloqueo en los espacios porosos de la roca y puede generar emulsiones. El contenido de aceites y grasas en el agua es fundamental para el diseño de la planta de tratamiento.

Para determinar si hay presencia de aceites y grasas, se puede estimar basándose en los siguientes métodos:

- Calorimetría
- Infrarrojo (ASTM 3921 - 96¹³)
- Gravimetría (SM 5520 - B¹⁴)

1.2.1.5. Gravedad específica. La magnitud de este aspecto es un indicador directo del contenido total de sólidos disuelto en el agua.

1.2.1.6. Sólidos totales en suspensión (TSS). Mide la cantidad de partículas inorgánicas (minerales y compuestos insolubles) y orgánicas presentes en el agua. El contenido de sólidos se define como el total de sólidos en suspensión (TSS) en mg/L. Se deben identificar los tipos de sólidos como arenas, arcillas y/o arcillas hinchadas, que tienen diferentes efectos en la formación, por ejemplo, taponamiento. Este parámetro es fundamental para el diseño de filtración y separación de aguas de filtración

1.2.1.7. Sólidos totales disueltos (TDS). Se define como la suma de las concentraciones de todos los iones individuales.

1.2.2. Características Químicas. La presencia de estos constituyentes en el agua es causante de numerosos problemas que son frecuentes en la industria de los hidrocarburos, por eso la adquisición de esta información es de suma importancia⁵

1.2.2.1. Cationes

- **Sodio (Na^+)** : es el constituyente más abundante en el agua de producción, el contenido en aguas dulces suele estar entre 1 a 150 ppm, aunque su concentración en campos petroleros puede ser superior a 35000 ppm. Este no presenta problemas potenciales a nivel de la industria pero si afecta negativamente la calidad del agua, hasta tal punto, que no es apta para el consumo humano o animal, y es a menudo fatal para la vida vegetal.
- **Calcio (Ca^{++})**: tiene una alta tendencia a formar sales desde moderadamente solubles a muy insolubles, es de gran importancia porque se combina fácilmente con los iones carbonato y sulfato para formar precipitados insolubles, como incrustaciones adherentes o sólidos en suspensión. Contribuye también a la dureza del agua.
- **Magnesio (Mg^{++})**: Se presenta en concentraciones más bajas que el calcio, la cual tiene propiedades similares, aunque sus sales son en general más solubles y difícil de precipitar. normalmente se encuentra como un componente de la incrustación del carbonato de calcio. también contribuye a la presencia de PH alcalino y a la dureza del agua.
- **Hierro (Fe^{++} , Fe^{+++})**: es un indicador y factor de corrosión en el agua de producción y naturalmente se halla en concentraciones muy bajas. Su aparición

⁵ GIRALDO, J. y ESCALANTE, L. *Diseño conceptual para la construcción de una planta de tratamiento e inyección de agua en el campo cantagallo*. Trabajo de grado (ingeniero de petróleos). Bucaramanga, Santander. Universidad industrial de Santander. P 27.

genera incrustaciones y depósitos. Puede estar presente en soluciones como Fe^{++} (ferroso), Fe^{+++} (férrico) o como producto precipitado o en suspensión (FeS y $FeCO_3$). El hierro también se combina con los sulfatos y materias orgánicas para formar un lodo. La presencia de este ion puede afectar la potabilidad del agua y también es el principal promotor de los problemas por taponamiento.

- **Bario (Ba^{++}):** es un metal pesado y su problemática radica en que puede combinarse con los sulfatos, formando así compuestos de carácter altamente insolubles que pueden precipitar y generar incrustaciones causantes de caídas drásticas de producción por reducción del diámetro efectivo del tubing y por taponamiento de la formación productora. Todos los metales pesados tienden a ser tóxicos para los seres humanos y concentrarse en la población marina.
- **Estroncio (Sr^{++}):** puede ser radiactivo y concentrarse en moluscos tales como las ostras. Sus condiciones son muy similares a las de bario y el calcio. Este compuesto puede combinarse con sulfatos y originar el sulfato de estroncio, el cual es insoluble y es posible encontrar incrustaciones mixtas con el sulfato de bario.

Tabla 1. Métodos para determinar el contenido o presencia de cationes

CATIÓN	MÉTODO DE DETERMINACIÓN
Estroncio (Sr^{++})	Astm d 3920 – 92
Bario (Ba^{++})	Astm d 3651 – 07
Hierro (Fe^{++}, Fe^{+++})	Astm d 1068 – 05
Magnesio (Mg^{++})	Astm d 511 – 09
Sodio (Na^+)	Astm d 3561 – 77
Calcio (Ca^{++})	Astm d 511 – 09

Fuente: MENDEZ José. Análisis de agua de producción. Universidad Industrial de Santander. [en línea] [citado 12 de septiembre de 2016] disponible en: http://www.academia.edu/9254018/Análisis_de_agua_de_producci%C3%B3n

1.2.2.2. Aniones

- **Cloro (Cl^-):** es el anión más producido en las salmueras, la principal fuente de cloruros es el NaCl y su principal problema es la alta corrosividad que puede presentarse con concentraciones elevadas. El contenido de este ion normalmente es muy elevado haciendo que el agua no sea potable para los seres humanos o animales, y en muchos casos tan elevado como para afectar negativamente la vegetación.

El NaCl es usado para medir la salinidad del agua, según su concentración, el agua se puede clasificar de la siguiente manera:

- ✓ Agua dulce: 0 – 2000 ppm
 - ✓ Agua salobre: 2000 – 5000 ppm
 - ✓ Agua salada: 5000 – 40000 ppm
 - ✓ Salmuera: > 40000 ppm
- **Carbonato (CO_3^-) y bicarbonato (HCO_3^-):** Contribuyen principalmente a la alcalinidad del agua, su importancia se debe a la posible formación de costras insolubles e incrustaciones. Puede reaccionar con los iones calcio, hierro, magnesio, bario y estroncio para formar incrustaciones insolubles. Los iones carbonatos se encuentran escasamente en el agua de producción debido a que el pH es muy bajo (<8,3).

El agua dulce y de mar suelen contener entre 50 - 350 ppm y 100 ppm del ion carbonato respectivamente. Se dice que es un indicador de alcalinidad y se determina por medio de la titulación electrométrica, o la titulación a cambio de coloración

- **Sulfato (SO_4^-):** proceden de rocas sedimentarias, sobretodo yeso y anhidrita, y en menor proporción de la oxidación de los sulfuros de pirita. Son un problema

importante debido a la capacidad de combinarse con el calcio, bario y estroncio para formas sólidas insolubles, también genera incrustaciones que son fuente de alimento de las bacterias sulfanoreductoras, que llevan a la formación de ácido sulfhídrico (H_2S) en el yacimiento, el cual puede ser tóxico y generar olores desagradables.

Tabla 2. Métodos para determinar el contenido o presencia de aniones

ANIÓN	MÉTODO DE DETERMINACIÓN
Sulfato (SO_4^-)	Astm d 516 – 07
Carbonato (CO_3^-) y bicarbonato (HCO_3^-)	Astm d 1067 – 06
Cloro (Cl^-)	Astm d 1253 – 08

Fuente: MENDEZ José. Análisis de agua de producción. Universidad Industrial de Santander. [en línea] [Citado 10 de septiembre de 2016] disponible en: http://www.academia.edu/9254018/Análisis_de_agua_de_producci%C3%B3n

1.2.3. Otras Características⁶

- **Dióxido de carbono (CO_2):** se conoce como gas ácido y es relativamente soluble formando iones bicarbonato y carbonato, un exceso de dióxido de carbono hace el agua corrosiva, este se elimina por aireación, desgasificación y des-carbonatación. Por otra parte, este gas es incoloro e inodoro, que a concentraciones bajas no es tóxico pero en concentraciones altas incrementa la frecuencia respiratoria y produce sofocación.

El CO_2 también causa la disolución de la caliza del yacimiento en el agua, aumentando su alcalinidad y dureza

⁶ GARCIA, J. (n.d.). *Op. Cit.*

- **Oxígeno disuelto (O_2):** es un parámetro de alta corrosividad en instalaciones de subsuelo y superficie; debido a su carácter oxidante juega un papel importante en la solubilidad o precipitación de iones que presentan una forma insoluble, promoviendo al taponamiento, porque al ingresar al sistema, este precipita el hierro. El oxígeno también facilita el crecimiento de bacterias aeróbicas.
- **Sulfuro de hidrogeno (H_2S):** el agua de producción que contiene H_2S se conoce como agua amarga, la cual se genera por la acción de bacterias sulfato-reductoras que se encuentran en el yacimiento. Cuando este entra en contacto con el hierro, se produce el sulfuro de hidrogeno, la cual acelera la corrosión y actúa como taponador. El ácido sulfhídrico, también conocido como sulfuro de hidrogeno, tiene las características de ser toxico y tener olores desagradables.
- **Demanda química de oxigeno (DQO):** también llamada demanda inmediata, es la cantidad de oxigeno que sustancias reductoras, como la materia orgánica presentes en el agua de producción necesitan para descomponerse, sin la intervención de microorganismos, bajo condiciones específicas de agente oxidante, temperatura y tiempo. Se mide en ppm de O_2 . La DQO no diferencia la materia orgánica biológicamente oxidable y la biológicamente inerte
- **Demanda bioquímica de oxigeno (DBO):** es la cantidad de oxígeno disuelto requerido por los microorganismos para la descomposición aerobica de la materia orgánica biodegradable presente en el agua. La DBO es una medida de la materia organica, y por lo tanto una medida del grado de polución orgánica, su aplicación permite calcular los efectos de las descargas de los efluentes domésticos e industriales sobre la calidad de los cuerpos de agua receptores.
- **pH:** es una medida de alcalinidad o acidez, su análisis es de gran importancia porque es un parámetro contundente para determinación de la tendencia de a

formar incrustaciones o corrosión en un medio acuoso. Cuando el pH es bajo, la tendencia de incrustaciones decrece, pero la corrosividad aumenta. Un pH neutro es entre 6.5 y 7.5, si se encuentra fuera de este rango se podría causar degradación de vegetación y mortandad a los peces.

La escala de pH se establece en una recta numérica que va desde el 0 hasta el 14, El sector izquierdo de la recta numérica indica acidez, y hacia la derecha del 7, las soluciones son básicas.

- **Bacterias:** son extremadamente pequeñas y existen millones de especies. Algunas pueden duplicar o triplicar su población en tan solo 20 minutos o menos, abrumando literalmente un fluido. En el agua se desarrollan mejor con un pH de 5 a 9, temperaturas menores a 80 grados centígrados y el agua dulce es de su preferencia, pero se adaptan también a salmueras. Las bacterias pueden generar numerosos problemas difíciles de controlar en las tuberías y en el yacimiento, problemas como corrosión o taponamiento.

1.3. USOS DEL AGUA DE PRODUCCIÓN⁷

El agua asociada al petróleo que se produce constantemente en un campo, posee numerosas características físicas y químicas, algunas no perjudiciales, pero otras son nocivas para el medio ambiente y por ende deben ser removidas o minimizadas para cumplir con la normativa ambiental que exigen las autoridades. Dependiendo del uso o disposición final del agua y de la composición del fluido, esta deberá ser sometida a un tratamiento en específico.

⁷ MANCILLA, ROBINSON Andrés y MESA, Henry Oswaldo. Metodología para el manejo de aguas de producción en un campo petrolero. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. 2012. P 113.

Hace mucho tiempo, el agua de producción se disponía en cualquier lugar sin tener en cuenta los problemas que se le causaba al medio ambiente terrestre, marino o al subsuelo, la comunidad no se percataba porque los efectos no eran notados inmediatamente debido a la naturaleza del fluido o porque muchas de las descargas sucedían en zonas de poca población o remotas sin el conocimiento de la sociedad.

Actualmente, se siguen haciendo las descargas del agua asociada al petróleo por los métodos convencionales, pero con un control riguroso y minucioso por parte de las autoridades ambientales. El uso final del agua de producción es uno de los temas de mayor interés y polémica a nivel mundial y de la industria petrolera. Por ello existen procedimientos y normas que se deben cumplir al pie de la letra.

1.3.1. Vertimiento a cuerpos de agua superficiales. El vertimiento del agua de producción en fuentes hídricas, figura como el método de disposición más utilizado para eliminar los grandes volúmenes de agua, debido a que es un método rápido y de bajo costo. En Colombia los cuerpos de agua más usados son ríos, arroyos y lagos, preferiblemente estos deben de estar cerca a la ubicación del campo donde se está llevando a cabo la extracción de hidrocarburos.

Figura 4. Tratamiento y disposición de aguas de producción, costa afuera



Fuente: CRESCENT MEXICANA ANTIFOULING. Plataformas y Estructuras Sumergidas [en línea] [citado 15 de noviembre de 2016] Disponible en: <http://www.crescentmexicana.com/blank-hwcok>

Este proceso ha conducido a la destrucción de ecosistemas de peces y de una gran magnitud de especies, a la deterioración de paisajes, a la destrucción de cuerpos de agua y a la contaminación de las fuentes freáticas, además dañando los suelos, volviéndolos inutilizables, debido a la cantidad de salmueras, metales pesados y otros componentes que destruyen el medio ambiente.

Antes de hacer el vertimiento, el agua debe ser sometida a procesos químicos y físicos que se llevan a cabo en una planta de tratamiento, para que así se remueva la mayor cantidad de contaminantes. La contaminación de una fuente de agua depende de la cantidad y calidad del agua a verter.

En nuestro país el vertimiento está regulado por entidades del estado que son: el ministerio de medio ambiente, vivienda y desarrollo territorial, y las corporaciones autónomas regionales. Estas se encargan de reglamentar los permisos y requerimientos mínimos, para el monitorio de la descarga sobre los cuerpos de agua.

Los parámetros máximos permisibles de vertimiento están estipulados en la **resolución 0631 del 17 de marzo de 2015, artículo 11. Parámetros**

fisicoquímicos a monitorear y sus valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales de aguas residuales no domesticas – ARnD a cuerpos de aguas superficiales de actividades asociadas con hidrocarburos (petróleo crudo, gas natural y derivados). En la siguiente tabla se verán reflejados estos datos.

Tabla 3. Parámetros fisicoquímicos máximos permisibles para vertimiento en cuerpos de agua superficiales

PARÁMETRO	UNIDADES	EXPLORACIÓN UPSTREAM	PRODUCCIÓN UPSTREAM	REFINO	VENTA Y DISTRIBUCIÓN DOWNSTREAM	TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO MIDSTREAM
Generales						
pH	Unidades de pH	6,00 a 9,00	6,00 a 9,00	6,00 a 9,00	6,00 a 9,00	6,00 a 9,00
Demanda Química de Oxígeno (DQO)	mg/L O ₂	400,00	180,00	400,00	180,00	180,00
Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO)	mg/L O ₂	200,00	60,00	200,00	60,00	60,00
Sólidos Suspendidos Totales (SST)	mg/L	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
Sólidos Sedimentables (SSED)	mL/L	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Grasas y Aceites	mg/L	15,00	15,00	15,00	15,00	15,00
Fenoles	mg/L	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Sustancias Activas al Azul de Metileno (SAAM)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Hidrocarburos						
Hidrocarburos Totales (HTP)	mg/L	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
Aromáticos Policíclicos (HAP)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	
BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	
Compuestos Orgánicos Halogenados Adsorbibles (AOX)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Compuestos de fósforo						
Fósforo Total (P)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Ortofosfatos (P-PO ₄ ³⁻)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		

PARÁMETRO	UNIDADES	EXPLORACIÓN UPSTREAM	PRODUCCIÓN UPSTREAM	REFINO	VENTA Y DISTRIBUCIÓN DOWNSTREAM	TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO MIDSTREAM
Compuestos de Nitrógeno						
Nitratos (N-NO ₃)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Nitrógeno Amonical (N-NH ₃)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Nitrógeno Total (N)	mg/L	10,00	10,00	10,00 ó 40,00 si en el proceso de refino se incluyen actividades de Hidrogenación	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Iones						
Cianuro Total (CN)	mg/L	1,00	1,00	1,00		
Cloruros (Cl)	mg/L	1.200,00	1.200,00	500,00	250,00	250,00
Fluoruros (F)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Sulfatos (SO ₄ ²⁻)	mg/L	300,00	300,00	500,00	250,00	250,00
Sulfuros (S ²⁻)	mg/L	1,00	1,00	1,00		
Metales y Metaloides						
Arsénico (As)	mg/L	0,10	0,10	0,10		
Bario (Ba)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Cadmio (Cd)	mg/L	0,10	0,10	0,10		
Cinc (Zn)	mg/L	3,00	3,00	3,00		
Cobre (Cu)	mg/L	1,00	1,00	1,00		
Cromo (Cr)	mg/L	0,50	0,50	0,50		
Hierro (Fe)	mg/L	3,00	3,00	3,00		
Mercurio (Hg)	mg/L	0,01	0,01	0,01		
Níquel (Ni)	mg/L	0,50	0,50	0,50		
Plata (Ag)	mg/L	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte		
Plomo(Pb)	mg/L	0,20	0,20	0,10		
Selenio (Se)	mg/L	0,20	0,20	0,20		
Vanadio (V)	mg/L	1,00	1,00	1,00		
Otros Parámetros para Análisis y Reporte						
Acidez Total	mg/L CaCO ₃	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Alcalinidad Total	mg/L CaCO ₃	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Dureza Cálcica	mg/L CaCO ₃	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Dureza Total	mg/L CaCO ₃	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte
Color (Real Medidas de absorvancia a las siguientes longitudes de onda:436 nm, 525 nm y 620 nm)	m-1	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte	Análisis y Reporte

Fuente: COLOMBIA, MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución 0631 del 17 de marzo de 2015.

Con parámetros superiores a estos valores no se permitirá la eliminación del agua por vertimiento en algún cuerpo de agua, con el fin de preservar y mantener en buen estado el medio ambiente.

Este método de disposición del agua de producción ha sido criticado y tema de muchos debates, por lo cual se busca que en un futuro poder prescindir de este método y buscar nuevas formas de eliminar agua sin causar daño alguno al medio ambiente o poder darle otros usos a esta agua

REINYECCIÓN DEL AGUA DE PRODUCCIÓN A LA FORMACIÓN

Uno de los métodos que mitiga la contaminación debido a los vertimientos en cuerpos hídricos re-inyección a la formación, este método consiste en retornar el agua de producción al yacimiento o formación de donde se está produciendo, ya sea con fines de recuperación secundaria o disposición en pozo disposal.

Este proceso se ha ido implementando en la industria del petróleo hace más de 50 años, la primera operación conocida de inyección de agua fue realizada en el area de Pithole City, al oeste de Pensilvania, sin embargo, esta técnica no fue muy usada hasta la década del año 1940.

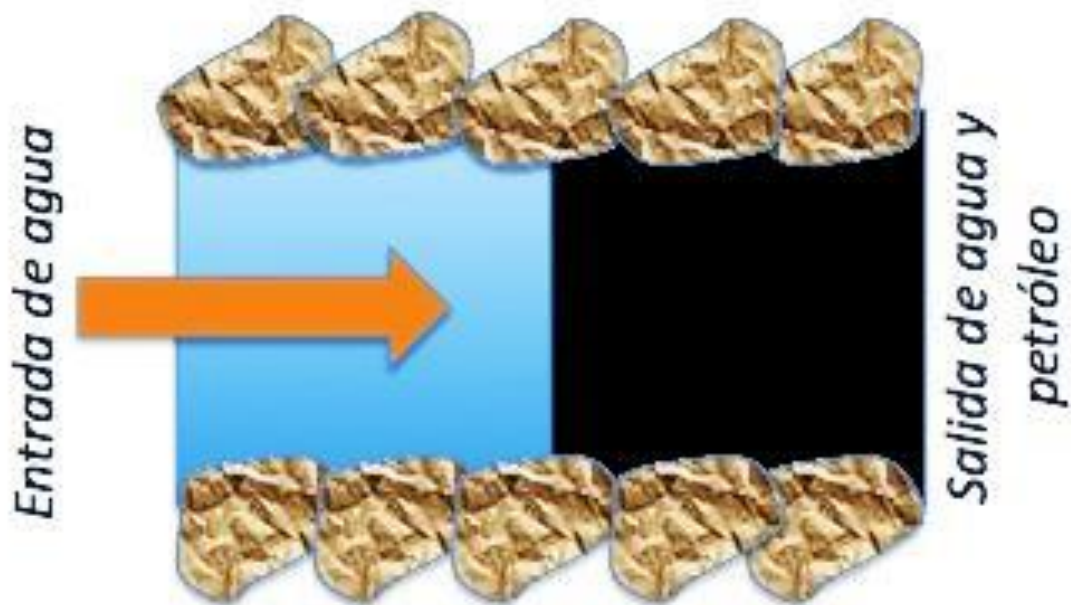
Es importante que antes de realizar esta técnica, el agua sea tratada dependiendo a las propiedades y características del yacimiento, de tal manera que esta operación no cause daño alguno o pérdida total de la formación receptora.

1.3.2. Reinyección de Agua como Método de Recobro Mejorado. Cuando la energía propia del yacimiento se está agotando, se disminuye consecutivamente la producción de los hidrocarburos hasta que la extracción de crudo se vuelve no rentable, entonces se hace necesaria la inyección de un fluido con el fin de mantener

la energía, así mejorando el recobro de crudo residual y aumentando la producción acumulada del mismo.

La inyección de agua es el método de recuperación de petróleo más usado en el mundo y a pesar de ser un método convencional, hasta el momento es el que más ha contribuido al aumento del factor de recobro. Actualmente, más de la mitad de la producción mundial de hidrocarburos se debe a la inyección de agua.

Figura 5. Métodos convencionales de recobro secundario



Fuente: BARREIRO, J. Métodos convencionales de recobro adicional: Inyección de agua Parte I. Disponible en: <http://yacimientos-de-gas.lacomunidadpetrolera.com/2009/04/metodos-convencionales-de-recobro.html>

1.3.3. Pozo Disposal⁸. También llamado método de confinamiento en yacimientos no productivos, es una de las soluciones existentes y más implementadas para mitigar el impacto ambiental en los cuerpos de agua superficiales

⁸ ECOPEPETROL: Disposición de agua de producción mediante la re-inyección a pozos disposal. [En línea]. Colombia: Ecopetrol, 2014. [10-Mayo-2015]. Disponible en internet: <https://www.youtube.com/watch?v=8RJzwnk5dFM>

Este método consiste en inyectar el agua producida a una formación subterránea profunda diferente y aislada de la formación productora, preferiblemente que el pozo empleada para hacer la inyección sea la conversión de un pozo productor inactivo para reducir costos de perforación. Algunas características importantes a tener en cuenta a la hora de realizar un proyecto de pozo disposal son:

- Garantizar que el fluido de inyección no entre en contacto con otras zonas de interés como formaciones productoras o acuíferos de agua fresca que se utilizan o son potencialmente aprovechables para el consumo humano.
- El pozo disposal debe servir como canal para la disposición del agua de producción en un acuífero confinado.
- Descartar la reutilización del agua en recobro secundario o un reusó en superficie
- Garantizar la integridad de los pozos inyectoros contralando y monitoreando la calidad del agua inyectada.

En la tabla 4, se muestra el análisis de los parámetros técnicos generales para el adecuado funcionamiento de un pozo con objetivo disposal, de tal manera que se evite la generación de problemas operacionales futuros.

Tabla 4. Análisis de parámetros técnicos operacionales generales para re-inyección en pozo disposal.

NORMA	TIPO DE ANÁLISIS	PARÁMETRO	LÍMITE DE REFERENCIA	OBJETIVO/OBSERVACIONES
Referencia NACE	Análisis Físico-químicos "in situ"	Conductividad	-	Debe tener una conductividad similar de las aguas de formación.
		pH	6.5-8.5	Preferiblemente un pH por debajo de 8 lo cual evita la tendencia a incrustaciones.
		Fe^{2+}	<1.0 mg/L	Prevención de la corrosión de la tubería y evita la formación de precipitados.
		H_2S	0.0 mg/L	Prevención corrosión. Prevención "agriamiento" de la formación
		CO2	<10 ppm	Prevención corrosión
		O2	<1 ppb	Prevención corrosión
		Turbidez	< 2 NTU	Indica la presencia de solidos suspendidos
-	Análisis Físico-químicos en el laboratorio	Cationes, Aniones	-	Previene la formación de sales y compuestos insolubles que forman incrustaciones y obstrucciones en el sistema de inyección.
		Densidad	-	Preferible que la densidad del fluido a inyectar sea superior que la densidad del líquido de la formación, para que haya mayor dispersión.
Referencia NACE		Grasas y Aceites	<5 mg/L	Previene la obstrucción de los filtros en la Superficie Evita reducir la permeabilidad de la formación
NACE TMO 273-05	Calidad del Agua	Sólidos suspendidos	<5 mg/L	Evita el taponamiento de la formación receptora.
		Pendiente (caudal vs. volumen)	<0.99	Garantiza que no se excede la capacidad del acuífero.
ATSM 4412-02	Bacteriológico	BSR	<10 ⁴ ucf/mL	Evita la producción de H ₂ S

Fuente: ARPEL. Guía para la disposición y tratamiento de agua producida

1.3.4. Otros Usos. Con el fin de mitigar muchas necesidades y darle un uso útil al agua de producción, a través del tiempo han surgido varias alternativas para emplear el agua.

- **EVAPORACIÓN⁹**

Es un proceso natural de transformación del agua de forma líquida a gaseosa (vapor de agua), este fenómeno depende de la temperatura, el viento y la humedad local.

El método más usado y simple consiste en disponer el agua asociada al crudo en un pozo, laguna, fosa o estanque con gran superficie, de esta forma el agua se va evaporando rápidamente. Por lo general este procedimiento es más efectivo en climas secos y zonas áridas.

El agua se purifica por la evaporación, pero los sólidos y sales disueltos permanecen en la fosa de evaporación, Posteriormente se deben retirar, normalmente se hace de forma mecánica y se ubican en un área segura.

Figura 6. Laguna de evaporación



Fuente: UGAS, J. tratamientos de agua lagunas de oxidación - home. Tratamientos de agua lagunas de oxidacion.wikispaces.com. [En línea] [Citado 16 de noviembre de 2016] Disponible en: <https://tratamientosdeagualagunasdeoxidacion.wikispaces.com/>

- **ELECTRICIDAD Y REFRIGERACIÓN**

⁹ MANCILLA, ROBINSON Andrés y MESA, Henry Oswaldo. Op. Cit. P 129.

Otro uso notable del agua asociada a la producción de petróleo es la refrigeración, en la industria de EE.UU. se usa para la refrigeración de centrales eléctricas porque las fuentes de agua convencionales no son suficientes para satisfacer las crecientes necesidades de la planta de energía, por lo tanto, el agua de producción funciona como una fuente de grandes cantidades de agua de reposición para plantas de energía.

Preferiblemente la fuente de agua y la planta deben estar cerca para reducir costos de transporte y este proceso sea rentable. Hoy en día, el agua que se usa en las plantas eléctricas no es en su totalidad agua de producción, pero en un futuro esta podría apoderarse de la demanda diaria de agua empleada en estos procesos.

- **FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

Muchos yacimientos deben ser fracturados hidráulicamente para mejorar las operaciones de producción. Este procedimiento requiere de grandes cantidades de agua y los suministros locales no son suficientes para satisfacer la demanda que se requiere para el fracturamiento, el agua de producción ha surgido como una solución, y además de retornar el agua que se utiliza en este proceso, esta es reciclada y utilizada para nuevos trabajos.

- **CONTROL DE POLVO**

Por lo general los campos petroleros se encuentran en zonas alejadas y de difícil acceso, y en su mayoría los caminos no se encuentran pavimentados, por lo tanto, una solución efectiva para esta problemática es rociar el agua de producción por estos caminos para controlar el polvo. El agua rociada no debe superar los límites de la carretera.

La mayoría de veces, esta dispersión se realiza usando carro-tanques que recorren lentamente los caminos rociando el agua hasta lograr mitigar la propagación de polvo.

Figura 7. Camión rociando agua para el control de polvo



Fuente: VIALCORP Servicios - Soluciones integrales al control de polvo e hielo en caminos. [en línea] [Citado 17 de noviembre de 2016] Disponible en: <http://www.vialcorp.cl/servicios/>

- **CONTROL DE INCENDIOS**

En muchas ocasiones, los recursos hídricos locales en superficie están limitados o no son suficientes para acabar con un incendio, aunque la aplicación de grandes volúmenes de agua salada puede afectar negativamente los suelos, esto es mucho menos devastador que un incendio. Los incendios por lo general se dan durante la época más seca del año.

- **USO AGRÍCOLA**

Muchos campos petroleros se encuentran en zonas del país donde se caracterizan por ser climas áridos y de escasos recursos hídricos, por esta razón el agua de producción ha funcionado en el sector agrícola como una solución para sus actividades diarias, tales como, regar cultivos o agua para los animales.

Figura 8. Actividades agrícolas, roció de cultivos.



Fuente: HYDRO ENVIRONMENT: Guía: Sistemas de riego: Hidroponia en México. Hydroenv.com.mx. disponible en: [en línea] [citado 16 de noviembre de 2016] Disponible en: http://hydroenv.com.mx/catalogo/index.php?main_page=page&id=113

1.4. PROBLEMAS GENERADOS POR EL AGUA PARA INYECCIÓN¹⁰

Con el fin de conseguir el volumen de agua necesario para satisfacer el proyecto de inyección, se busca una fuente de agua que nos brinde grandes capacidades. Cuando el agua de inyección entra en contacto con la formación, generalmente se crean incompatibilidades que dan como resultados problemas en el proyecto de inyección y en la producción del pozo.

¹⁰ GIRALDO, J. y ESCALANTE, L. Op. Cit. P 41.

El monitoreo y control minucioso de las propiedades y características del agua son de vital importancia para no causar algún daño a la planta de tratamiento o al mismo yacimiento.

1.4.1. Corrosión. Se define como un desequilibrio electroquímico debido a la interacción del mismo con el medio que lo rodea, generando un deterioro de sus propiedades químicas y físicas, acelerando su envejecimiento y pérdida total.

Existen dos tipos de corrosión, la corrosión electroquímica y la química, la más común en la industria de hidrocarburos es la electroquímica porque hay presencia de agua, para que exista la corrosión electroquímica es necesario de cuatro componentes que son: el ánodo, el cátodo, el electrolito y la superficie conductora de electricidad.

Debido a la gran variedad de constituyentes del agua, los problemas de corrosión son comunes en las operaciones de inyección y generalmente son de origen biótico, produciendo daños severos principalmente en el interior de tanques, líneas y equipos presentes en las facilidades de superficie por donde es conducida el agua.

Un control estricto es necesario para extender la vida útil de las instalaciones y minimizar la generación de sólidos suspendidos

Figura 9. Pérdida total de una tubería por acción corrosiva



Fuente: GARCÍA, J. Corrosión por corrientes vagabundas. Planta externa telefónica. [blogspot.com.co](http://plantaexternatelefonica.blogspot.com.co).2016 [en línea] [citado 15 de noviembre de 2016] disponible en: <http://plantaexternatelefonica.blogspot.com.co/2013/08/corrosion-por-corrientes-vagabundas.html>

1.4.2. Incrustaciones. También llamado scale, se puede definir como la cristalización de sólidos solubles presentes en el agua, las incrustaciones en un proyecto de inyección de agua se crean por diferentes situaciones, como son:

- Cambio de solubilidad drástico generado por la mezcla de aguas incompatibles (agua de inyección y agua de formación)
- Aumento de la temperatura y presión puede generar precipitación de incrustaciones
- Cambios de velocidad de flujo (laminar o turbulento)
- Tipo y cantidades de impurezas contenidas en el agua
- Autosedimentación del agua de inyección

Para que surja una incrustación son necesarios dos fenómenos. Uno es la nucleación homogénea, es donde la solución se encuentra sobresaturada de iones. Y el otro es la nucleación heterogénea, ese se caracteriza porque ocurre sobre defectos preexistentes en la superficie de la tubería o material en contacto con el líquido.

Un ejemplo de incrustación, que es importante y frecuente en los procesos de extracción de crudo es el sulfato de bario (BaSO_4), este es altamente insoluble y perjudicial por su resistencia y capacidad de adherencia sobre las superficies, este se puede generar en las tuberías o en la formación

Los métodos más conocidos para detectar el grado de incrustación en el agua de inyección son:

- Formula empírica de Stiff & Davis

- Formula empírica Oddo Thomson
- Índice de saturación de Langelier

Figura 10. Incrustaciones en tubería petrolera



Fuente: GUTIÉRREZ, H. Limpieza interna de tubería con "Diablo". 2016. Disponible en: <http://larocamadrehg.blogspot.com.co/2013/03/limpieza-interna-de-tuberia-con-diablo.html>

1.4.3. Taponamiento. Los sólidos suspendidos se definen como la materia que se encuentra suspendida en el agua, también es conocida como sólidos suspendidos totales (TSS) y se reportan en unidades de concentración ppm o mg/l)

La calidad del agua está en función de sus numerosos constituyentes, entre los más importantes se encuentra los sólidos suspendidos. Las principales características para que se forme taponamiento o también llamado plugging en la formación son:

- Diámetro de la partícula
- Tipo de material de la partícula
- Cantidad de partículas suspendidas

Los efectos más significativos que causa este fenómeno en los proyectos de inyección son el incremento en la presión de inyección y la reducción del caudal de inyección

1.4.4. Actividad Bacteriana. Es de suma importancia conocer el comportamiento y desarrollo de las bacterias en un proyecto de inyección de agua, ya que se pueden ubicar en cualquier parte del sistema generando pérdidas económicas considerables, tanto a nivel de mantenimiento de las facilidades de superficie como la remediación de daños generados en la formación receptora

Las bacterias tienen una característica exclusiva, consiste en incrementar exponencialmente su población en un tiempo mínimo; por lo cual la presencia de una simple bacteria es de mucho interés porque puede llegar a formar una colonia de millones de bacterias. Estas pueden causar corrosión, generar sólidos en suspensión, taponamiento, corrosión, etc.

Estos microorganismos se adaptan a numerosos ambientes, son pocos en los que su existencia se dificulta, crecen mejor en rangos de pH entre 5 y 9, y temperaturas entre 0 y 180 grados Fahrenheit, prefieren aguas frescas pero también pueden vivir en salmueras, como las aguas asociadas a la producción de hidrocarburos. Los tipos de bacterias que se pueden encontrar en una operación de inyección son:

- **Bacterias aeróbicas**

Son aquellas cuyo desarrollo se da en presencia de oxígeno y pueden existir en aguas de cualquier salinidad, como por ejemplo, las bacterias encontradas en el agua de mar.

Las bacterias aeróbicas son limoformadoras por excelencia, heterotróficas y metabolizan alcoholes, azúcares, ácidos y algunas también actúan sobre los hidrocarburos.

Algunas bacterias son generadoras de ácidos carboxílicos, que causan reducción del pH del hábitat y ocasionan corrosión acida. La generación de ácido puede ser lo suficientemente elevada como para llegar a disolver ciertas rocas en el yacimiento

(calcitas). Además, estos ácidos participan en la generación de otros tipos de bacterias nocivas para el sistema, las cuales son de tipo anaeróbica.

- **Bacterias anaeróbicas**

Son aquellas cuyo desarrollo se da en ambientes carentes de oxígeno, como por ejemplo el agua de producción. Son autotróficas porque su fuente de energía es el hidrogeno, aunque también en el medio debe existir sustratos orgánicos.

El hecho de que se presenten en sistemas de agua con altas cantidades de oxígeno, no quiere decir que su existencia y efectos sean nulos. Estas bacterias generan problemas de corrosión, sulfuros de hidrogeno y de hierro.

Una de las familias de bacterias anaeróbicas más estudiadas y con mayor presencia en campos petroleros son las bacterias sulfato reductoras (BSR), las cuales toman el oxígeno presente en los sulfatos (SO_4) hasta reducirlo a sulfuro (H_2S), este evento promueve problemas tales como:

- ✓ Taponamiento en los pozos inyectoros por reacción con el hierro
- ✓ Corrosión influenciada por microorganismo
- ✓ Acidificación del yacimiento por presencia del H_2S

- **Bacterias facultativas**

Son aquellas que pueden existan tanto en presencia de oxigeno como en su ausencia y son capaces de desarrollarse en ambos ambientes

2. SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO EN ESTUDIO

El campo en estudio se localiza en el Departamento del Meta, Municipio de Puerto Gaitán a 130 km del casco urbano de éste municipio. Se ingresa por la vía que desde Villavicencio conduce a Puerto López con una longitud de 90 Km en perfecto estado. Posteriormente, se transcurre 112 Km en vía pavimentada totalmente, hasta el casco urbano de Puerto Gaitán, luego se recorren 6 km hasta el Alto de Neblinas y los 124 km siguientes por la vía que conduce a Carimagua. Desde Puerto Gaitán hasta la estación Cabiona, la estructura de esta vía es de material de afirmado (Destapada), con un grado de transitabilidad medio.

El campo es maduro, con un crudo de 16,3 API, ubicado en el rango de crudo pesado, tiene una producción diaria de 9164 BFPD, con un corte de agua del 90%, es decir, de los cuales 901 bls son de petróleo y 8263 bls son de agua.

Como se puede observar, los volúmenes de agua producidos asociados al petróleo son elevados y se hacen incontrolables debido al deficiente funcionamiento de la planta de tratamiento.

El agua de producción es sometida a varios tratamientos físicos y químicos a través de la planta de tratamiento, con el fin de ponerla en condiciones óptimas para su disposición final, que para este campo en específico, es la aspersión en una zona aledaña.

Figura 11. Fotografía aérea del campo en estudio



Tabla 5. Datos de producción diaria del campo

CAMPO	PRODUCCIÓN DIARIA (barriles/día)				
	fluido	Aceite	Agua	gas	BSW
	9164	901	8263	0	90%

Fuente. EMPRESA OPERADORA DEL CAMPO EN ESTUDIO. Daily production

Tabla 6. Características del campo

CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO Y DEL CAMPO EN ESTUDIO		
API	16.3	
Viscosidad (cP)	214.1	100 °F
	97.1	122 °F
	11.3	210 °F
Punto de fluidez	-24	°C
Pozos productores	5	
Pozos inyectores	0	

Fuente. EMPRESA OPERADOR DEL CAMPO EN ESTUDIO. Central process facilities

2.1. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA

La etapa de tratamiento de aguas, está compuesta por equipos básicos de tratamiento primario como catch tank y fractanks que fueron adaptados para este fin y para el manejo de volúmenes de agua pequeños.

2.1.1. Operación del Sistema de Tratamiento Actual del Agua de Producción.

El campo hoy en día tiene 5 pozos en producción. Estos se encuentran produciendo por la línea general o troncal de 6 pulgadas, y también se encuentra instalada una línea de prueba de 4 pulgadas.

Los fluidos conducidos por la línea troncal reciben calor producido por dos calderas de 150 BHP y 250 BHP, y un intercambiador de calor con capacidad de 12000 BFPD. Posteriormente, el fluido entra a dos gun barrel, cada uno con capacidades de 620 bls, el agua proveniente de los gun barrel pasa a dos skimming tank con capacidades de 500 bls, en estos tanques se recupera el 40% del aceite presente en el agua, el aceite restante llega al sistema de tratamiento de agua donde se recupera un 49% y el 51% se va en los floc's.

El fluido conducido por la línea de prueba va a un gun barrel con capacidad de 620 bls también, y el agua separada pasa a través de un skimming tank y es enviada a un sumidero donde se mezcla con el agua antes mencionada procedente de los dos skimming tank

El agua del sumidero es dirigida a un primer catch tank con capacidad de 170 bls, donde hay recuperación de aceite, la cual es enviado a un sumidero de aceite, el agua ya con mucha menos cantidad de aceite, es transferida a dos catch tank mas de igual capacidad, en estos dos equipos hay aplicación de químicos para la remoción de flocs.

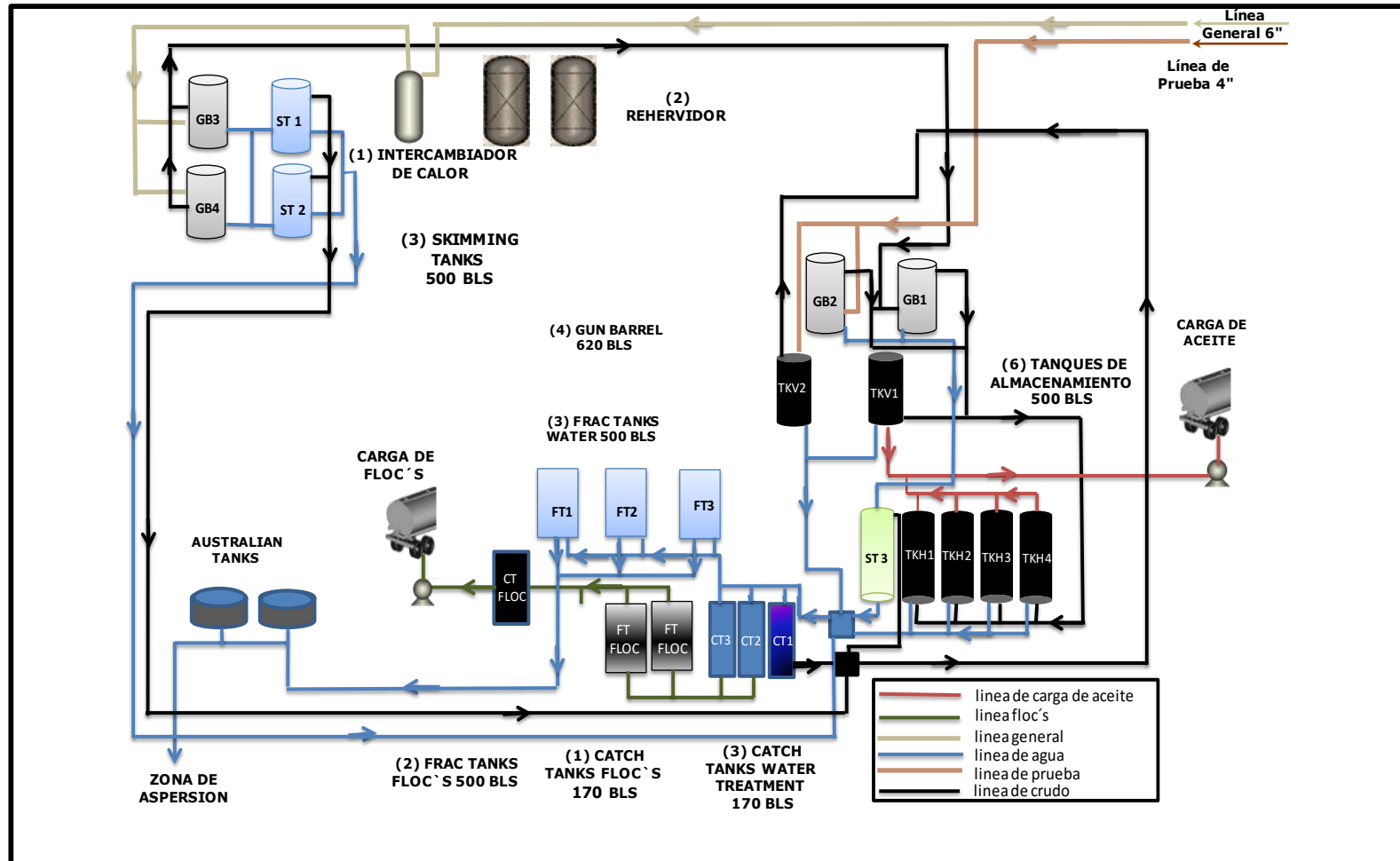
El agua procedente de los catch tank, es enviada a tres frac tank con capacidades de 500 bls cada uno, luego es dirigida a dos tanques australianos con capacidad de 743 bls y luego a su punto final, la zona de aspersión.

Los catch tank antes mencionados, cuentan con una caja desnatadora de flocs, este se conecta a una línea general que transfiere los flocs a dos frac tank con capacidades de 500 bls cada uno, posteriormente, los flocs con una carga mínima de agua son transferidos a un catch tank con capacidad de 170 bls. Este equipo cuenta con línea de aire para agitar y homogenizar los flocs para que puedan ser enviados a la zona de carga.

Tabla 7. Equipos usados en la planta de tratamiento de agua

EQUIPOS DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN			
Equipo	Función	Capacidad	Cantidad
Skimming tank	Recibir el agua separada de los gun barrels	500 bls	3
Sumidero	Recibir el agua de los skimming tank	60 bls	1
Sumidero	Recibir el aceite recuperado del primer catch tank	60 bls	1
Catch tank	Tratamiento del agua	170 bls	3
Catch tank	Tratamiento de flocs	170 bls	1
Frac tank	Almacenamiento de agua	500 bls	3
Frac tank	Almacenamiento de flocs	500 bls	2
Tanque australiano	Almacenamiento de agua tratada	743 bls	2

Figura 12. facilidades de producción de la estación



Fuente. EMPRESA OPERADOR DEL CAMPO EN ESTUDIO. Central process facilities.

2.1.2. Tratamiento Químico Aplicado al Agua de Producción. El tratamiento químico juega un papel importante en el sistema de tratamiento, además de los equipos empleados, los químicos son un proceso indispensable para lograr un desempeño eficiente en la planta. Los productos químicos que son aplicados al agua producida a lo largo de proceso de tratamiento de agua son de suma importancia para lograr llevar este fluido a las condiciones requeridas para su disposición final.

Los puntos de inyección en los cuales las sustancias químicas son aplicadas son los siguientes:

- **Salida de los skimming tank**

A la corriente de agua procedente de los skimming, se le aplica un rompedor inverso para hacer que las trazas de aceite suban y al llegar al primer catch tank sean recuperadas, este aceite recuperado es enviado al sumidero de aceite y dirigido de nuevo al sistema de tratamiento de crudo.

En este mismo punto del proceso son inyectados inhibidores de corrosión e incrustación con el fin de evitar problemas, como deterioro de algún equipo o línea, o precipitación de algún material que pueda producir reducción del diámetro de una línea o taponamiento.

- **Segundo y tercer catch tank**

Posterior al paso del agua por el primer catch tank donde ocurre la recuperación de aceite, el agua es conducida al segundo y tercer catch tank donde le es aplicado floculante y clarificante, para generar la floculación y posterior remoción de los flocs mediante una caja desnatadora, flocs que luego son enviados a los frac tanks.

Tabla 8. Tratamiento químico aplicado al agua de producción

PRODUCTO QUÍMICO	SALIDA DE SKIMMING TANK 1 y 2	CATCH TANK 2 Y 3	CONSUMO TOTAL
Rompedor inverso L-1473 (GPD)	0,68	0	0,68
Inhibidor de incrustaciones L-185 (GPD)	8	0	8
Inhibidor de corrosión L-7060BV (GPD)	6	0	6
Floculante L-1564 (KgPD)	0	25	25
Clarificante AC-005 (GPD)	0	20	20
Clarificante AC-003 (KgPD)	0	20	20

Fuente. LIPESA COLOMBIA S.A. Reporte de tratamiento químico del campo en estudio

2.2. PROBLEMÁTICA PRESENTE EN EL CAMPO EN ESTUDIO

El campo en el cual está basado el presente proyecto de grado tiene una serie de problemas en el sistema de tratamiento de aguas de producción que afectan de manera severa la remoción de contaminantes presentes en el agua, además que el campo no se está acogiendo a la nueva política ambiental

2.2.1. Problemática Operativa. La mayoría de los problemas que se están evidenciando en el campo y en la calidad del agua en la zona de aspersión, son debidos a la deficiente operación que se está llevando en el sistema de tratamiento de agua, los principales problemas que se están presentando a nivel operativo son:

- Los equipos que conforman una planta de tratamiento de agua son una parte fundamental para tener éxito en este proceso, por consiguiente, el deterioro y el estado precario en el cual se encuentran funcionando las facilidades que actúan sobre el agua en este campo, son causantes de un tratamiento ineficiente. Estos equipos han sido usados desde la etapa inicial del campo y no se le han hecho mantenimientos adecuados que garanticen un mejor desempeño y una vida útil más extensa.

- El diseño de la planta de tratamiento de agua se hizo en la etapa de producción inicial del campo, cuando los volúmenes de agua producida eran reducidos. Anteriormente, era frecuente diseñar el sistema de tratamiento de agua considerando un incremento máximo del 20% o 30% de la producción de agua asociada al petróleo. Construir la planta bajo ese cálculo de capacidades fue un error y hasta ahora se están presentando las secuelas, principalmente, el derrame de aguas aceitosas ya que los equipos están superando su máxima capacidad.
- El tratamiento químico es fundamental en todo sistema tratamiento de agua. debido a las grandes cantidades de agua manejadas y a las insuficientes capacidades con las cuales fueron diseñado los equipos, el tiempo de retención disminuyo considerablemente causando que las facilidades y el efecto de los químicos inyectados no funcionen adecuadamente. Este problema se ve reflejado en los frac tanks y los tanques australianos donde se presenta constantemente acumulación de sólidos.
- En el transporte del agua desde los tanques australianos hasta el área de aspersión, no hay eficiencia por parte de las bombas para llevar el fluido a los aspersores más retirado, encontrando áreas sin irrigación. Esto genera que el campo deposite el agua solo en ciertos puntos.
- el método de disposición final del campo es la aspersión en una zona aledaña es ineficiente debido al inadecuado tratamiento al cual es sometido el agua, las zonas de aspersión se encuentran saturadas de sólidos, como consecuencia se crea una capa que no permite la filtración adecuada y esto deriva en que el agua se desborde del área de aspersión y contamine zonas aledañas.

Figura 13. Deterioro de los catch tank del campo



Figura 14. Contaminación del suelo en zona de aspersión



2.2.2. Aspectos legales actuales. Además de los problemas operativos descritos anteriormente, se suma que el método de disposición final del agua asociada a la producción de aceite, la aspersión, no se encuentra aprobado por la **AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES (ANLA)** que en la **resolución 0405 del 30 de abril de 2014** para el campo en estudio, resuelve:

“ARTÍCULO VIGÉSIMO CUARTO: no se autoriza el vertimiento mediante aspersión de las aguas de formación por lo expuesto en la parte considerativa del presente acto administrativo. “

Como se encuentra operando el campo actualmente, este no cumple legalmente según lo estipulado en resolución 0405 del 30 de abril de 2014 para el campo en estudio, expedida por la ANLA.

De acuerdo a lo anterior, se propone una solución, la re-inyección como método de disposición final, para lo cual se plantea un sistema de tratamiento con el fin de colocar el agua en condiciones de re-inyección, que es el objetivo principal en el presente proyecto

3. SISTEMAS DE TRATAMIENTO DEL AGUA DE PRODUCCIÓN

El proceso de tratar el agua consiste en una serie de procesos físicos y químicos que tienen como objetivo principal eliminar los contaminantes que el agua trae consigo. El tipo de tratamiento lo define la clase y cantidad de contaminantes que se van a remover, y el tipo de disposición final.

El agua que es procesada en una planta de tratamiento, la cual se divide en dos fases principales son: la química y la física.

3.1. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LOS EQUIPOS EMPLEADOS PARA EL TRATAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCIÓN.

El origen, la condición y el método de disposición de las aguas de producción definen el respectivo sistema de tratamiento físico-químico a implementar.

Los equipos y tecnologías disponibles para tratar eficazmente el agua de producción, de acuerdo a un objetivo específico, se presentan a continuación y su ubicación depende de la etapa de tratamiento dentro del sistema, bien sea una etapa primaria, secundaria o terciaria de tratamiento.

La etapa de tratamiento hace referencia al estado del tratamiento que define la secuencia de los equipos a usar para la separación, dicha secuencia depende de parámetros como la capacidad para manejar grandes volúmenes, la tolerancia a la variabilidad de flujo en la corriente de alimentación y el tamaño de gota a separar, en la siguiente tabla se puede apreciar de forma general algunos equipos disponibles que funcionan adecuadamente para separar cierto tamaño de gota.

Tabla 9. Equipos para el tratamiento de aguas residuales industriales.

EQUIPO O TECNOLOGÍA	TIPO DE SEPARACIÓN	RANGO DE REMOCIÓN DE LAS GOTAS DE ACEITE
API	Gravedad	150 Micrones
CPI	Coalescencia	20 - 50 Micrones
DAF/IGF	Burbujas de Aire/Gas	25 - 30 Micrones
Hidrociclón	Fuerza Centrífuga	Menor a 20 Micrones
Centrífuga	Fuerza Centrífuga	5 – 30 Micrones
Filtración	Absorción, Filtración, Coalescencia	Mayor o igual a 2 Micrones
G.A.C	Absorción	Menor o igual a 2 Micrones
Ultra filtración	Membrana	Menor o igual a 1 Micrón

Fuente: Modificado de ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil -Handling Systems and Facilities. Tercera Edición. Vol.1.

EQUIPOS USADOS EN LA ETAPA PRIMARIA DE SEPARACIÓN

A esta etapa pertenecen los equipos diseñados para ser capaces de tolerar grandes volúmenes de fluido y altas variaciones en el flujo de entrada o alimentación, razón por la cual son los equipos que se ubican inicialmente en el tren de tratamiento, pero que a la vez por su condición, sólo pueden separar los tamaños de gota más grandes entre 50 a 150 micrones dependiendo del equipo a usar. Entre esos se encuentran:

3.1.1. Tanque Desnatador (SKIM TANK)¹¹. Estas unidades son equipos muy simples de tratamiento y pueden trabajar a presión atmosférica, se diseñan para proporcionar alto tiempo de retención para favorecer la coalescencia de las gotas de crudo, en este caso, y la separación gravitacional.

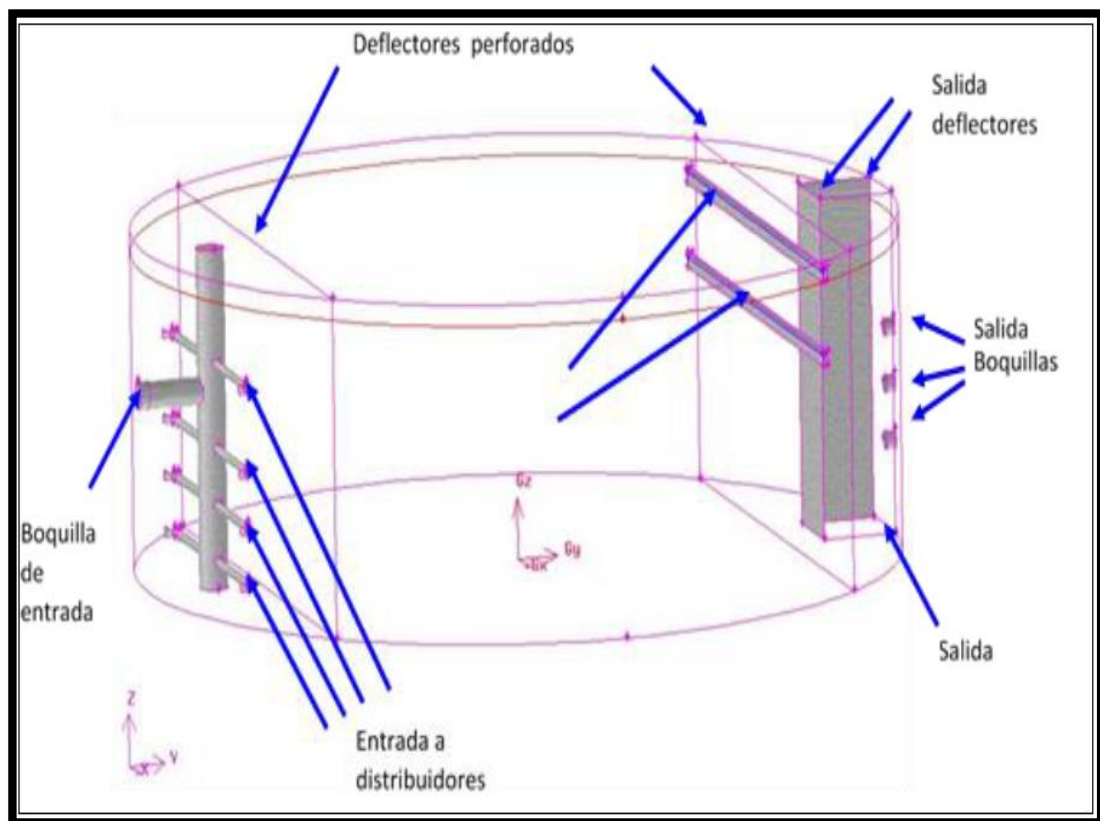
Estos desnatadores pueden ser horizontales o verticales. En los verticales las gotas de aceite deben ascender en sentido contrario al flujo de agua que es descendente,

¹¹ ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil -Handling Systems and Facilities. Tercera Edición. Vol.1.

algunos poseen propagadores o difusores a la entrada para permitir una distribución uniforme y así una mejor separación.

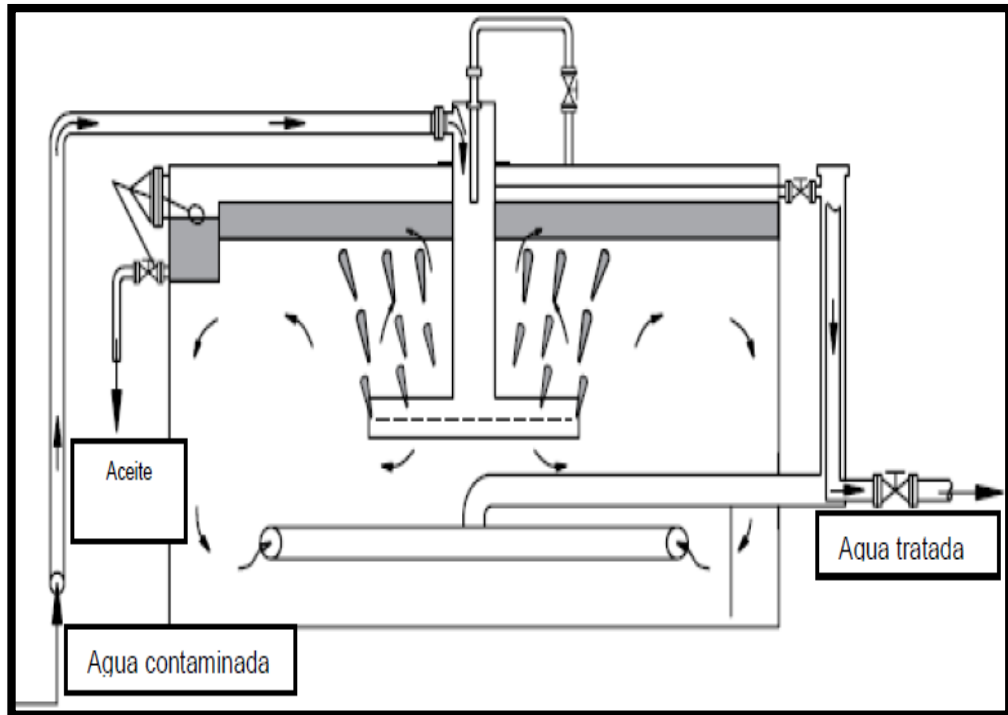
En el mecanismo el flujo entra y pasa a un tubo que lo dirige hacia abajo permitiendo que se liberen pequeñas cantidades de gas. La entrada inferior dirige el flujo a través de la capa de aceite a un sistema propagador para permitir que el agua continúe su flujo hacia abajo con la velocidad uniforme sobre toda la sección del área transversal en el tanque. En la zona entre el propagador y el colector de agua, puede ocurrir algo de coalescencia y la boyanza de las gotas de aceite causará que estas asciendan contra el flujo del agua. El aceite que se encuentra en la superficie se retira y se recoge en colectores.

Figura 15. Vista interior de un tipo de Skim Tank.



Fuente: AutoCAD Hilton NASA Clear Lake, Houston Texas 77058, Annual Produced Water Seminar, January 2005.

Figura 16. Esquema del funcionamiento de un Skim Tank, para remover pequeñas concentraciones de aceite disperso en el agua.



FUENTE: ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design Of Oil Handling System And Facilities. Tercera edición. Vol.1.

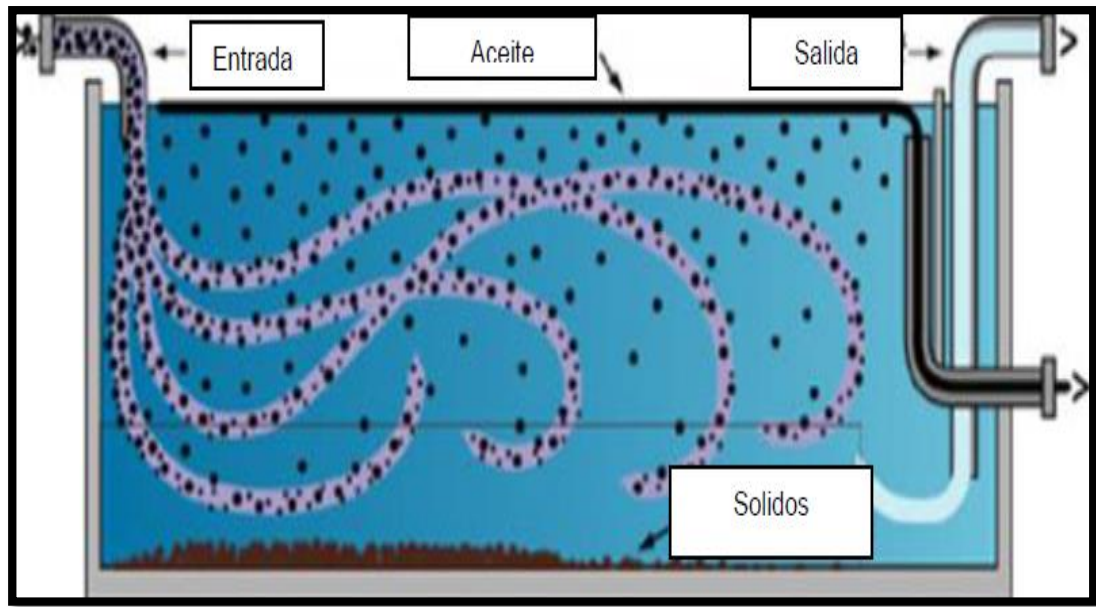
3.1.2 Separadores API¹². Es una piscina o caja expuesta a la atmósfera la cual internamente presenta una serie de compartimientos. Su función principal es la de recupera al máximo el aceite proveniente de los drenajes, reboses, de algunos de los equipos del proceso presentes en la batería. Su principio de operación se basa en el tiempo de asentamiento y la diferencia de densidades del agua y el aceite.

El fluido entra a la caja, generalmente, descargado por un tubo con codo descendente, pasando luego a la sección de separación en donde se le da un tiempo de residencia que le permite a las gotas de aceite coalescer y flotar para su

¹² Ibíd.

posterior remoción y disposición final dependiendo del sistema de producción del campo.

Figura 17. Esquema del funcionamiento de un separador API para remover aceite y solidos suspendidos en el agua.



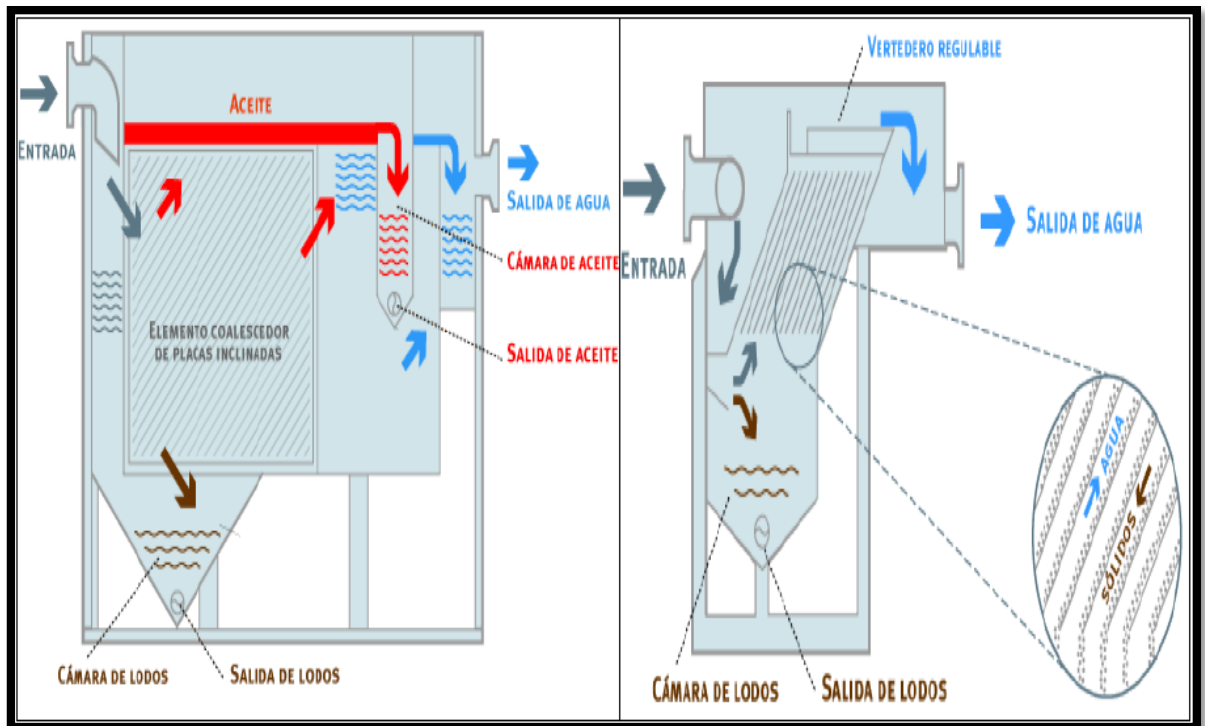
Fuente: PAN AMERICA ENVIROMENTAL, oil water separator operational theory. [En línea] [Citado 22 de noviembre de 2016] disponible en: <http://www.panamenv.com/product/api-oil-water-separator/>

3.1.3. Separador de Placas Paralelas (PPI)¹³. El objetivo de este equipo es la separación de aceites hidrocarburos libres presentes en la corriente de agua. La separación está basada en la diferencia de densidad entre el agua y los hidrocarburos, a medida que el agua entra a través de un compartimiento, su velocidad es disminuida y el flujo controlado para mantener una condición laminar. Posteriormente, el agua entra al paquete de platos donde las gotas de crudo y los sólidos son separados por gravedad. Este tipo de equipos de placas inclinadas paralelas están diseñados para separar de manera eficiente y en poco espacio a los sólidos suspendidos del agua. Las placas paralelas conducen a los sólidos sedimentados hacia la cámara de lodos, mientras que un vertedero regulable

¹³ NOVARSA S.A: separadores de agua /aceite, línea OWS. [En línea]. Novarsa, 2014. [20-diciembre-2016]. Disponible en internet: <http://www.novarsa.com/esp/productos.php?id=2>

controla el nivel de líquido. La cámara de lodos posee un fondo en “V” y boquillas de inspección de manera de minimizar y facilitar las tareas de mantenimiento.

Figura 18. Esquema del funcionamiento de un separador de placas paralelas.



Fuente: Novarsa S.A, Argentina, Línea OWS, [citado 28 diciembre de 2016]. Disponible en www.novarsa.com

3.1.4. Separador De Placas Corrugadas (CPI)¹⁴. Este equipo consta de una serie de platos paralelos al eje longitudinal de un separador API, estos platos son corrugados, con el eje de corrugación paralelo a la dirección de flujo. Los platos forman una “V” si son vistos a lo largo del eje de flujo, el empaque de la placa está inclinado en un ángulo de 45 grados y la mayor parte del agua es forzada a fluir hacia abajo. Las capas de petróleo ascienden contra el flujo de agua y se concentran y se concentran en el tope de cada corrugación. Cuando el petróleo llega al final del empaque de platos es recolectado en un canal y enviado a la interface petróleo-agua de donde son removidos.

¹⁴ Ibíd.

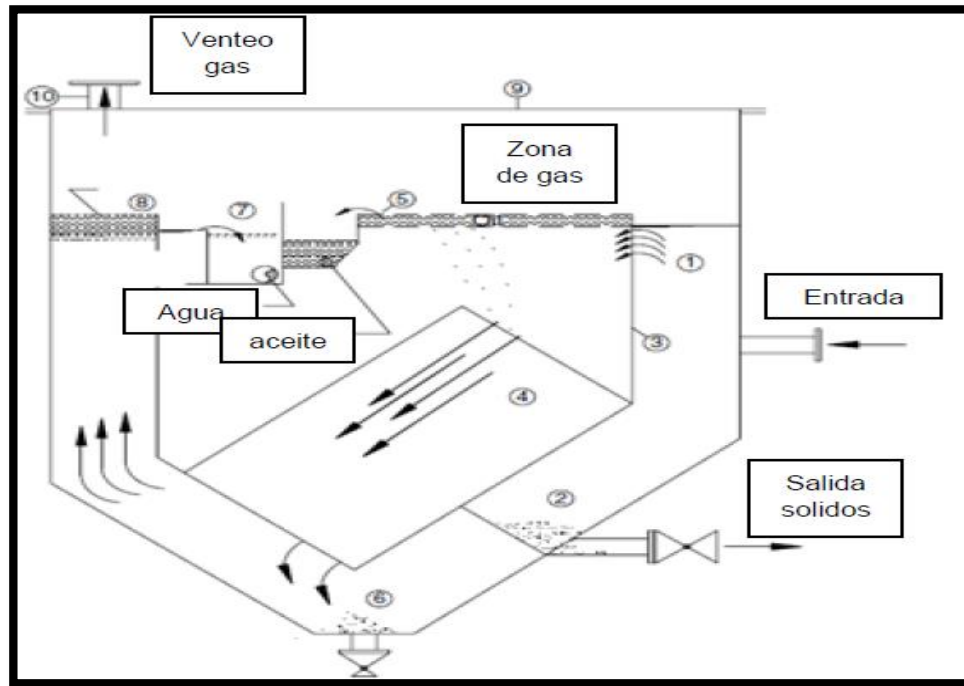
La efectividad del sistema está sujeta a varios factores como diferencias de densidad, viscosidad, temperatura, turbulencia, entre otros.

Figura 19. Aspecto exterior de un separador de placas corrugadas.



Fuente: Dossier de fabricación recipientes CPI, sistema de tratamiento de aguas de producción, estación Leona 10.000 BLS. TECCA S.A.S

Figura 20. Esquema del funcionamiento de un separador de placas corrugadas.



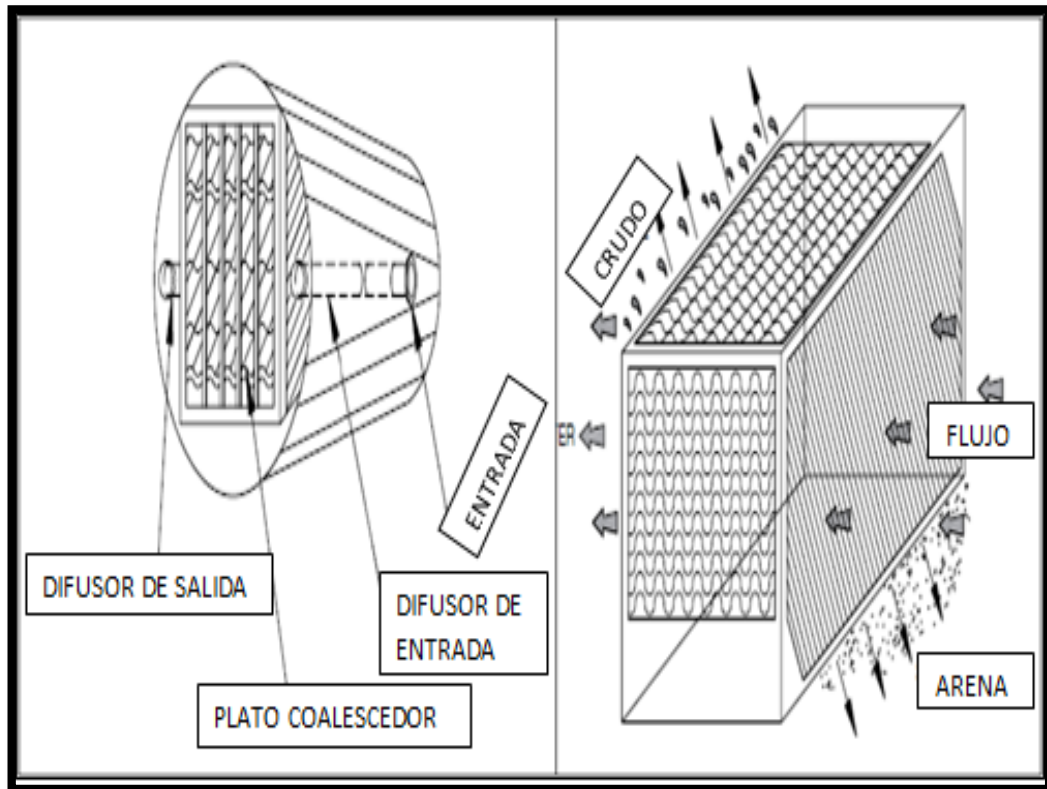
Fuente: ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design Of Oil Handling System And Facilities. Tercera edición. Vol.1.

3.1.5. Separador de Flujo Transversal (CFD)¹⁵. En este equipo el flujo de agua es perpendicular al eje de las corrugaciones de la placa. Permite a los platos estar convenientemente instalados a un ángulo mayor a 45 grados, para facilitar la remoción de sedimentos en un recipiente presurizado, proporcionando un control del potencial de gas presente en el equipo.

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

Figura 21. Esquema del funcionamiento de un Separador de flujo transversal

¹⁵ ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Op. Cit.



Fuente: ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design Of Oil Handling System And Facilities. Tercera edición. Vol.1.

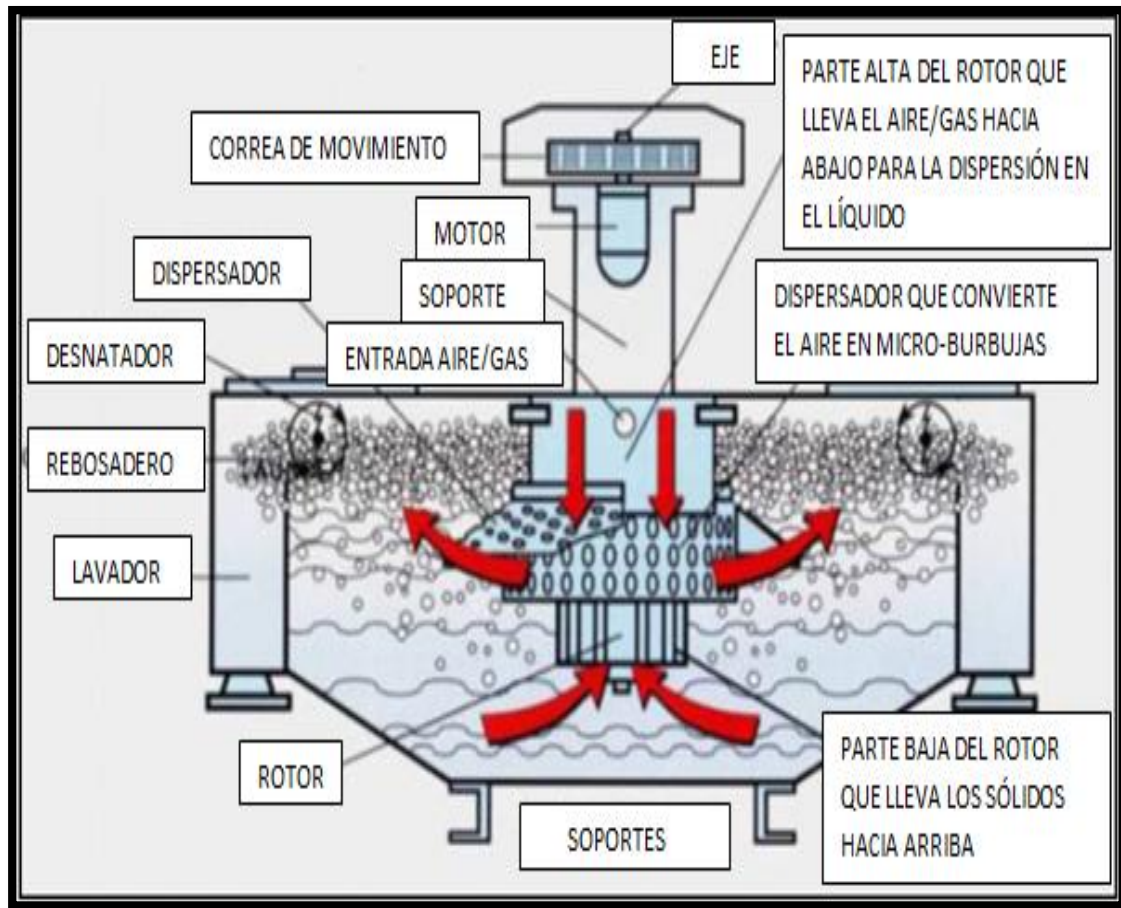
EQUIPOS USADOS EN LA ETAPA SECUNDARIA DE SEPARACIÓN¹⁶

A esta etapa pertenecen los equipos diseñados con una mediana capacidad para procesar grandes volúmenes de fluido y sin altas variaciones en el flujo de entrada o alimentación, razón por la cual son los equipos que se ubican en segunda instancia en el tren de tratamiento ya después de conseguir un flujo prácticamente laminar y estable, en esta etapa se logra remover un rango de tamaño de gota entre 5 a 30 micrones dependiendo del objetivo y el consecuente equipo a usar. Entre esos se encuentran:

3.1.6. Separador de Flotación por Gas Inducido (IGF). En este tipo de equipo como mecanismo de producción de burbujas se puede usar un eductor para saturar el agua residual y una boquilla para inducir las burbujas o un rotor mecánico que agita la corriente de agua en la cámara para facilitar la dispersión de las burbujas. Las burbujas generadas en estas unidades de gas inducido son de mayor tamaño que las generadas en las unidades de flotación tipo gas disuelto, dado que no se encuentran en la solución con el fluido por lo tanto el ascenso de las burbujas a superficie será más rápido y por ende el tiempo de retención será menor.

¹⁶ NOVARS S.A: Op. Cit.

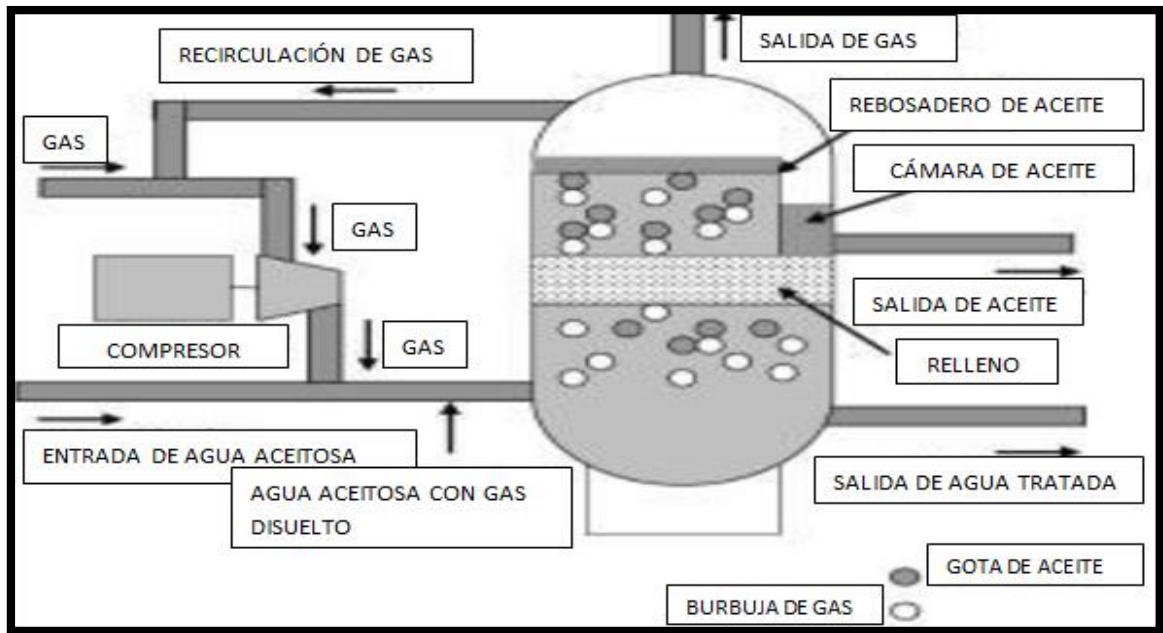
Figura 22. Esquema del funcionamiento de un Separador de flotación por gas inducido



Fuente: ENVIRONMENTAL EXPERT. [citado 24 de diciembre de 2016]. Disponible en: <https://www.environmental-expert.com/>

3.1.7. Separador de flotación por gas disuelto (DGF). El objetivo de este método es la flotación por gas disuelto para la remoción de hidrocarburos emulsionados o impurezas que se encuentran en el agua como partículas muy finas, que no pueden ser separadas por simple decantación natural. Este equipo está dividido, por lo general, en cuatro celdas de flotación en serie, combinadas con compartimientos de entrada y salida. El agua aceitosa entra por el final de la unidad y pasa secuencialmente por cada una de las cuatro celdas de flotación, mejorando notablemente con la adición de floculantes o sustancias químicas para romper emulsiones.

Figura 23. Esquema del funcionamiento de un Separador de flotación por gas disuelto.



Fuente: RUIZ, Luis. Propuesta de mejoramiento para las facilidades de tratamiento del agua de producción y disposición por sistema de inyección para el campo Cabiona. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.2015.

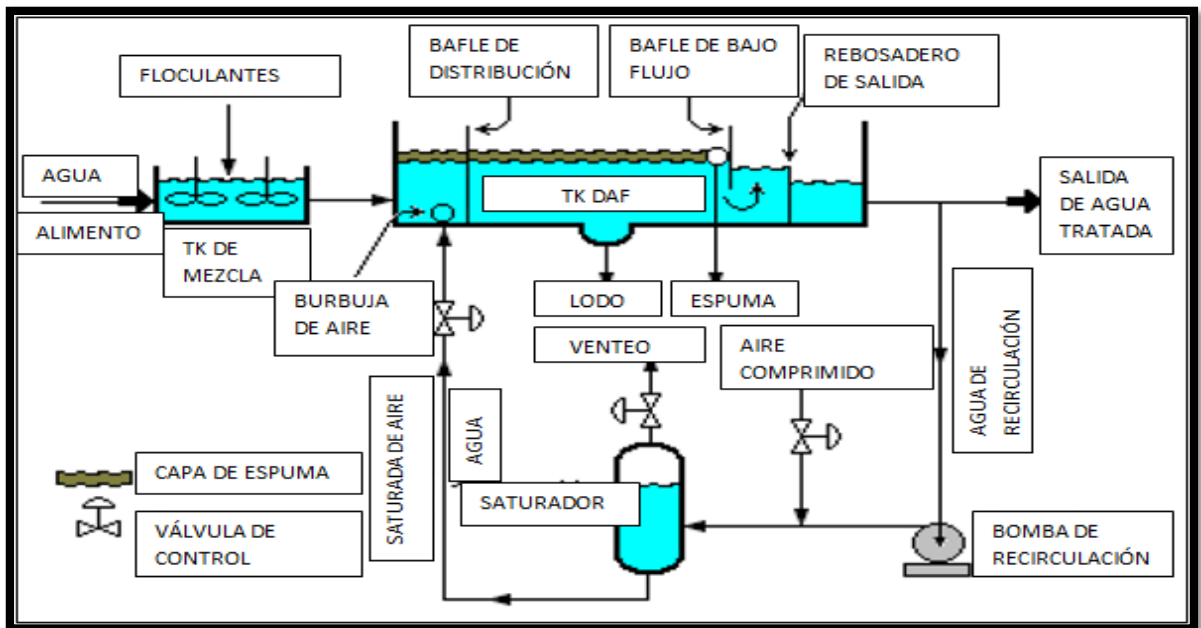
3.1.8. Separador de flotación por aire disuelto (DAF). Se enfoca en la remoción de grasas y aceites. Tienen la capacidad de remover sustancias grasas emulsionadas, que por su similitud de densidad con el agua son imposibles de remover por otras unidades que tengan como principio la separación de aceite-agua por diferencia de densidades. La remoción de grasas y aceites emulsionados se basa en la flotación promovida por micro burbujas que arrastran a la superficie las emulsiones, el vehículo para generar las micro burbujas en este tipo de equipo es el aire y se basa en el principio de la solubilidad del aire en el agua sometida a presión, de tal manera que el agua al ser tratada se sobresatura de aire a una presión entre 40 y 60 lpcm en un tanque de presurización, durante un período de 2 a 3 minutos hasta lograr la dilución del aire en el agua. Posteriormente se despresuriza el agua en condiciones adecuadas y se mezcla con el agua a tratar lo cual genera la liberación de micro burbujas.

Figura 24. Aspecto exterior de un Separador de flotación por aire disuelto.



Fuente: TECCA S.A.S. Dossier de fabricación unidades de flotación DAF, sistema de tratamiento de aguas de producción, estación Leona 10.000 BLS.

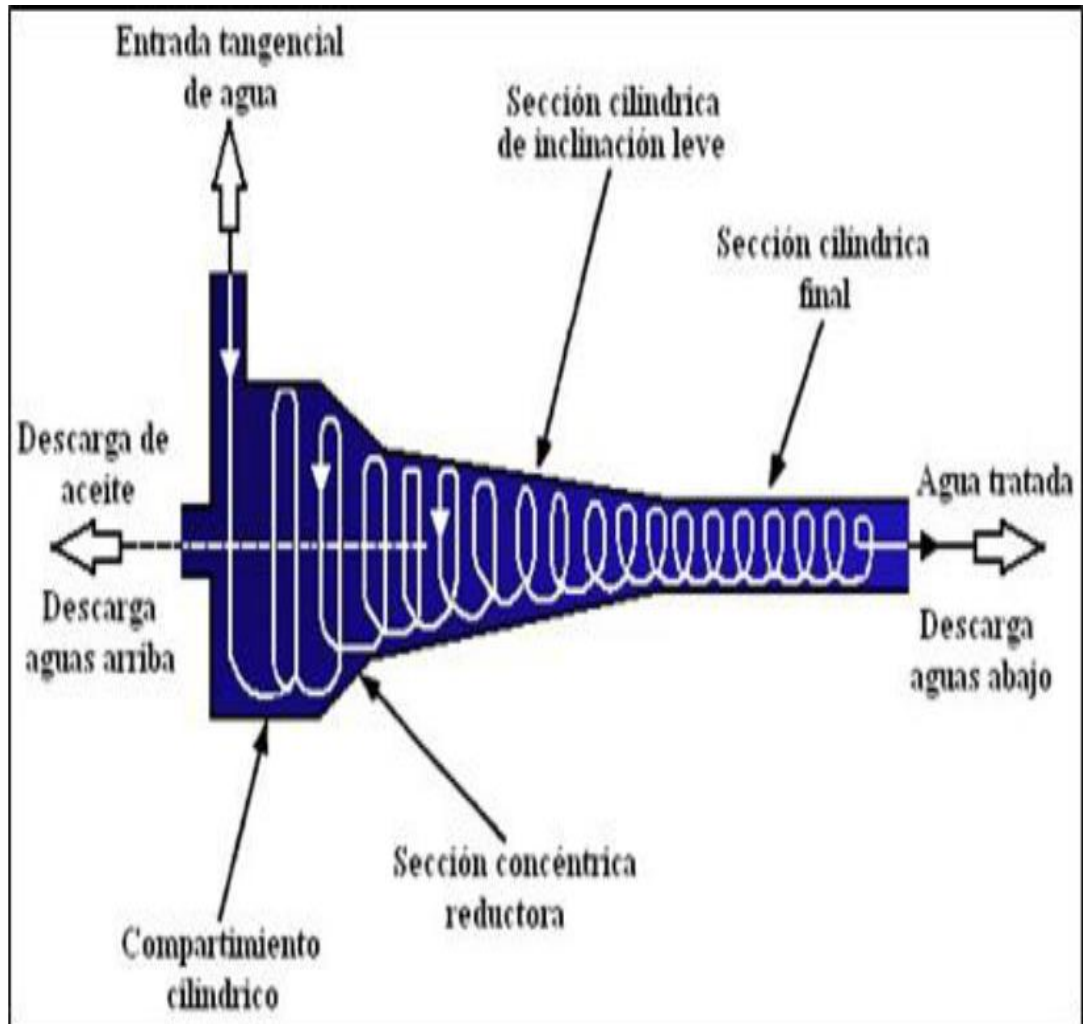
Figura 25. Esquema del funcionamiento de un Separador de flotación por aire disuelto



Fuente: GRAN TIERRA. Bases de diseño planta de inyección de agua. Planta de tratamiento de agua residuales, pozo Costayaco..

3.1.9 Hidrociclones. Consiste en múltiples ciclones agrupados dentro de una carcasa en donde el flujo es distribuido uniformemente; por efecto de fuerzas tangenciales, se aumenta la diferencia sobre la fase acuosa y la capa de crudo, permitiéndose una separación eficiente del crudo y el agua.

Figura 26. Esquema del funcionamiento de un Separador Hidrociclón.



Fuente: adaptado de ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design Of Oil Handling System And Facilities. Tercera edición. Vol.1.

3.1.10 Piscinas para el tratamiento de agua. Tratan el agua residual con el objetivo de proporcionar un tiempo de retención relativamente grande comparado con los demás equipos.

Figura 27. Piscinas para el tratamiento de aguas residuales.



Fuente: UGAS, J. *tratamientos de agua, lagunas de oxidación*. Tratamientos de agua lagunas de oxidacion.wikispaces.com. [en línea] [Citado 18 de noviembre de 2016] disponible en: <http://www.tratamientosdeagualagunasdeoxidacion.wikispaces.com>

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

- Incrementar y/o mantener los niveles de oxígeno disuelto en el agua residual.
- Reducir la concentración de compuestos aromáticos, fenólicos y metales
- Estabilizar las condiciones de pH.

Estas se pueden clasificar según su profundidad en:

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

Piscinas anaeróbicas: son lagunas con profundidades entre 2,0 y 4,0 m, donde los microorganismos toman el oxígeno de sulfatos y nitratos presentes en el agua para

producir CO₂, por lo tanto, este tipo de lagunas permite una alta concentración de contaminantes sin contenido de oxígeno disuelto a diferencia de las piscinas aeróbicas.

Piscinas facultativas: son lagunas con ambas características aeróbicas y anaeróbicas simultáneamente, en las cuales los microorganismos se mantienen en condiciones aeróbicas en superficie y anaeróbicas en el fondo de la piscina. La profundidad oscila entre 1,0 y 2,0 m.

Piscinas de sedimentación. Se basan en la separación gravitacional y se encuentran expuestas a la atmósfera para reducir la concentración de aceite soluble por efecto de la presión, disminuir la temperatura y remover H₂S y CO₂ al permitirse la aireación de del agua. Además, genera el asentamiento de los sólidos suspendidos e inicia el proceso de oxidación. Para el uso de estas piscinas es necesaria la disponibilidad de grandes extensiones de tierra.

Piscinas de oxidación. la optimización de este tipo de unidades se lleva a cabo mediante aireadores, los cuales oxigenan el agua residual permitiendo la reproducción de microorganismos para la oxidación de materia orgánica, de tal manera que el material resultante poseerá mayor densidad y se depositará, esto implica que se presentará una disminución de la carga orgánica contaminante.

EQUIPOS USADOS EN LA ETAPA TERCIARIA DE SEPARACIÓN.

A esta etapa pertenecen los equipos que cuentan con baja capacidad para procesar grandes cantidades de fluido y mínimas variaciones de flujo en la alimentación, razón por la cual son los equipos que se ubican en tercera instancia en el tren de tratamiento, en esta etapa se logra remover un tamaño de gota menor a 2 micrones dependiendo del objetivo y el consecuente equipo a usar. Entre esos se encuentran:

3.1.11. Filtros¹⁷. Estos equipos se ubican en el tratamiento terciario porque se caracterizan por permitir la remoción de hidrocarburos y sólidos en suspensión que no pudieron ser retenidos en los procesos anteriores. Se basan en el principio de hidrodinámica, adhesión y atracción molecular para atrapar contaminantes.

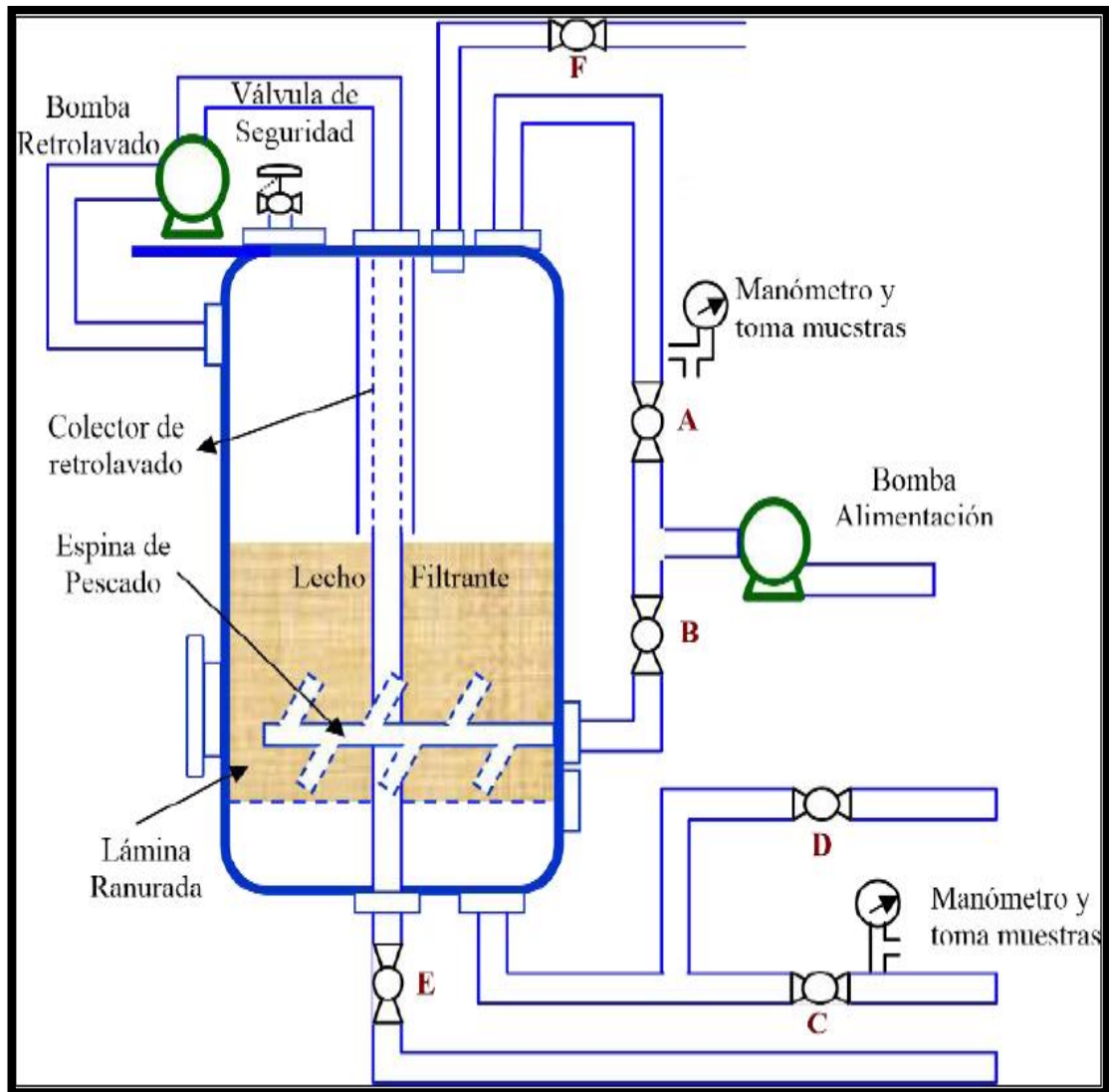
Figura 28. Aspecto exterior de un filtro.



Fuente: TECCA S.A.S Dossier de fabricación de filtros de cáscara de nuez, sistema de tratamiento de aguas de producción, estación Leona 10.000 BLS.

¹⁷ ARPEL. Guía Disposición y tratamiento del agua producida.

Figura 29. Esquema del funcionamiento de un filtro

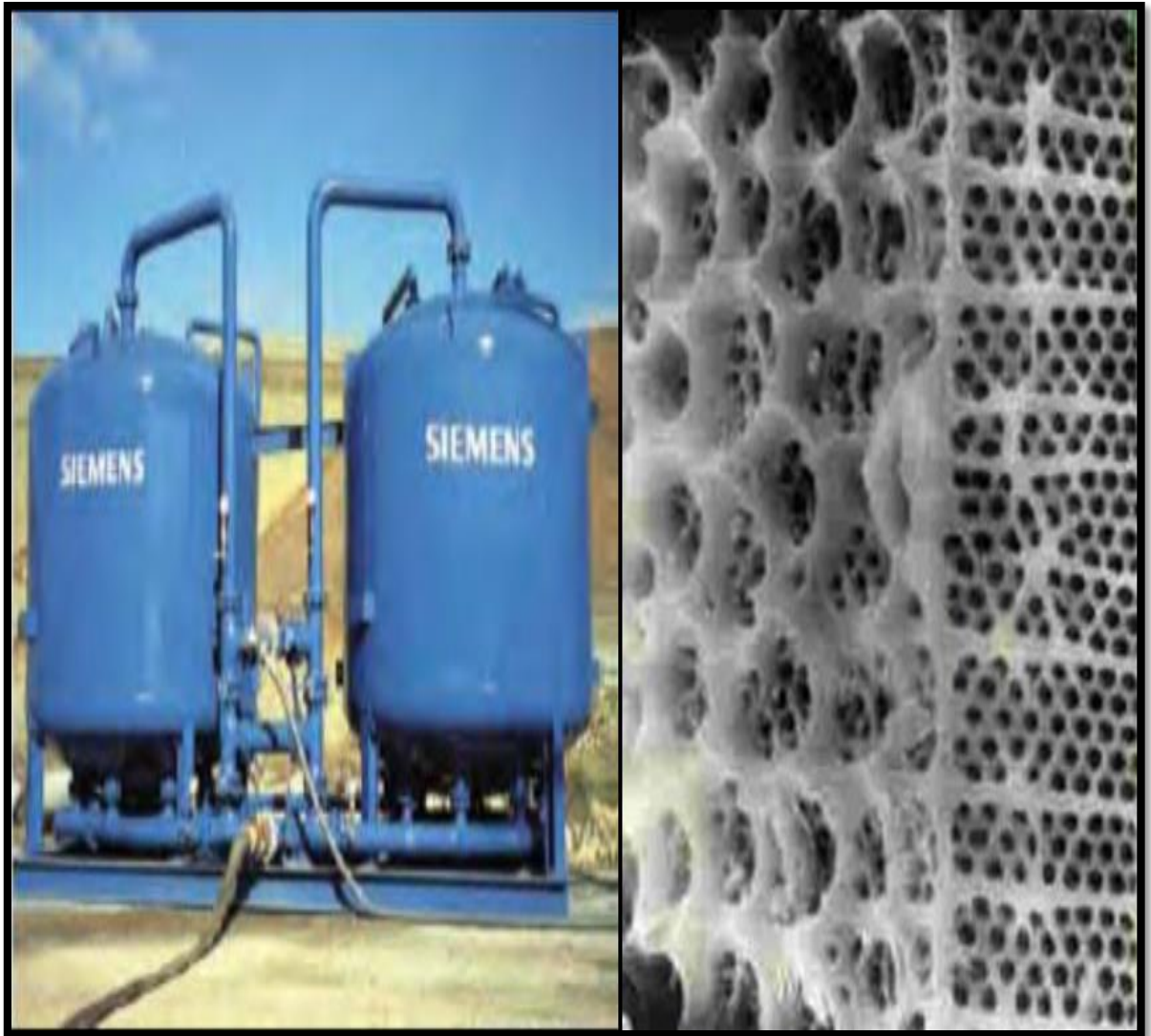


Fuente: OIL AND GAS JOURNAL. New Gas and Oil Company.

Los tipos de filtros que se encuentran para el tratamiento de aguas residuales son:

Filtros de tierra diatomea: la tierra diatomea es una sílica extremadamente pura, formada por fósiles de plantas marinas unicelulares. Esta se deposita sobre un tamiz o lienzo; siendo este lecho el que actúa como medio filtrante. Este filtro opera hasta que la caída de presión a través del mismo alcance un nivel pre establecido, entonces se retro lava desechándose el material filtrado.

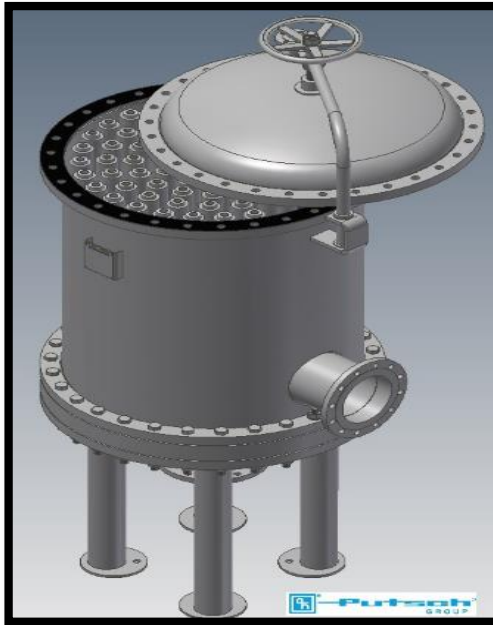
Figura 30. Filtros de tierra diatomea.



Fuente: SIEMENS. Presentación: Tecnologías Siemens Water, e ingeniería Runtzig, Filtración dinámica, www.iqfsa.com.ar

Filtros de cartucho: son los que generalmente utilizan cilindros construidos de material poroso tal como papel, metal perforado o sintetizado, piedra o están formados por fibra tejidas de materiales sintéticos tales como: polipropileno, vidrio o celulosa como medio filtrante siendo usados normalmente donde el pre tratamiento ha producido aguas de gran calidad y los volúmenes que se vienen procesando son bajos.

Figura 31. Filtros de cartucho.



Fuente: PUTSCH NERVA S.A. Filtros de Cartuchos | Putsch-Nerva. [en línea] [citado 18 de noviembre de 2016] disponible en <http://www.putschnerva.com/es/productos/filtros-de-cartuchos>

Figura 32. Filtros de cartucho.



Fuente: PUTSCH NERVA S.A. Filtros de Cartuchos | Putsch-Nerva. [En línea] [citado 20 de noviembre de 2016] disponible en: <http://www.putschnerva.com/es/productos/filtros-de-cartuchos>

Filtros de cáscara de nuez: Son desarrollados como el método más conveniente de filtración de aceite libre y sólidos suspendidos, en aplicaciones donde los lechos de arena eran convencionalmente usados, el lecho es de 100% cáscaras de nuez, las cuales tienen excelentes características de superficie para la coalescencia y filtración.

Figura 33. Filtro de cáscara de nuez.



Fuente: ANDREWS, C. presentación: SAGD (De-Oiling) Solutions. 2016. [En línea] [citado 29 de noviembre de 2016] disponible en: <http://slideplayer.com/slide/10304583/>

Filtros multi-lecho (MMF): estas unidades son similares a los filtros de cáscaras de nuez. Están diseñados para remover sólidos y en sistemas de agua de producción pueden remover el 98% de los sólidos de más de 2 micrones de diámetro.

Figura 34. Vista exterior de un filtro multilecho



Fuente: VISSERS SALES CORP. New Products At Vissers Sales Corp. [En línea] [citado 30 de noviembre de 2016] disponible en: http://www.visserssales.com/new_products.htm

Filtro de arena: son los elementos más utilizados para filtración de aguas con cargas bajas o medianas de contaminantes, Las partículas en suspensión que lleva el agua son retenidas durante su paso a través de un lecho filtrante de arena. Una vez que el filtro se haya cargado de impurezas, alcanzando una pérdida de carga prefijada, puede ser regenerado por lavado a contra corriente.

La calidad de la filtración depende de varios parámetros, entre estos, la forma del filtro, altura del lecho filtrante, características y granulometría de la masa filtrante, velocidad de filtración, etc

.Estos filtros se pueden fabricar con resinas de poliéster y fibra de vidrio, muy indicados para filtración de aguas de río y de mar por su total resistencia a la corrosión. También en acero inoxidable y en acero al carbono para aplicaciones en las que se requiere una mayor resistencia a la presión.

Filtro pulidor (granate/antracita): Diseñada para remover hasta más del 98% de las partículas mayores de 2 micrones presentes en el agua de alimentación. Retiene los sólidos más grandes en la capa de antracita y los más finos pasan por esta y quedan en la de granate.

Figura 35. Vista exterior de filtros pulidor



Fuente: BOLLAND. Planta Sábalo de Petrobras, [citado 10 de enero de 2017]. Bolivia, disponible en: www.bolland.com.ar

3.2. TRATAMIENTO QUÍMICO DEL AGUA¹⁸

Son todos aquellos procedimientos en los que la remoción de los contaminantes se hace mediante la aplicación de reactivos químicos, y en la mayoría de los casos se usa para aumentar la calidad de agua y garantizar que el agua este bajo las especificaciones. Los productos químicos que más se usan en la industria de los hidrocarburos para tratar el agua asociada al petróleo son:

3.2.1. Biocidas. Son sustancias activas, preparados (que contienen una o más sustancias activas) o microorganismos cuya función es contrarrestar o neutralizar la acción de bacterias u otros microorganismos. Los biocidas son productos químicos tóxicos para los microorganismos.

La presencia de población bacteriana es identificada por medio de pruebas de laboratorio. Los biocidas son dosificados adecuadamente, de tal manera que reduzca rápida y eficazmente los problemas de los microorganismos. Hay varias clases de biocidas que se clasifican dependiendo al efecto que causen y al tipo de bacteria que combatan. Se pueden clasificar en:

- **Agente oxidante:** donde encontramos los siguientes:
 - ✓ Cloro
 - ✓ Dióxido de cloro
 - ✓ Isocianatos de cloro
 - ✓ Hipoclorito
 - ✓ Ozono

- **Agente no oxidante:** donde encontramos los siguientes:
 - ✓ Acrolina

¹⁸ CASTRO, H. AND GAMEZ, C. *evaluación de la depositacion de incrustaciones en sistemas de bombeo electrosumergible del campo cantagallo*. Bucaramanga, Santander. 2009

- ✓ Aminas
- ✓ Fenoles tratados con cloro
- ✓ Sales de cobre
- ✓ Compuestos orgánicos-sulfúricos
- ✓ Sales cuaternarias de amonio

3.2.2. Coagulantes. Es una sustancia química que ayuda a la separación de una fase insoluble presente en el agua por medio de la sedimentación. El coagulante se le suministra al agua para modificar el comportamiento de las partículas en suspensión. Hace que las partículas, que anteriormente tendían a repelerse unas de otras, sean atraídas las unas a las otras o hacia el material agregado.

El coagulante es un compuesto químico que inestabiliza la materia suspendida en forma coloidal, por medio de la alteración de la capa iónica cargada eléctricamente alrededor de las partículas coloidales.

Estas sustancias se pueden clasificar en dos grandes grupos:

- Los polielectrolitos
- Coagulantes metálicos

Ambas clasificaciones actúan como polímeros además de la carga eléctrica que poseen. En los polielectrolitos, las cadenas poliméricas ya están formadas cuando es agregada al agua. En los coagulantes metálicos, la polimerización se inicia cuando es coagulante entra en contacto con el agua

Lo que usualmente se implementa para el tratamiento de agua son las sales de hierro y aluminio debido a su elevada carga, bajo costo económico y mínimo riesgo en su uso

3.2.3. Inhibidores de Corrosión¹⁹. Se puede definir como un producto químico, constituido generalmente de submezclas que fija o cubre la superficie metálica o bien entregando sus electrones al medio, proporcionando una protección que detiene la acción corrosiva, generando que el material se mantenga estable y en haciendo su función.

Los inhibidores de corrosión más efectivos, en un tiempo, fueron los materiales de base aceite o solvente. En años recientes los productos de base agua han sido desarrollados y están siendo utilizados con gran éxito.

Las principales clases de inhibidores de corrosión son:

- **Inhibidor catódico**

Son aquellos que generan compuestos protectores sobre los cátodos locales, generalmente se usan para evitar la corrosión del acero en aguas neutras. Algunos ejemplos usados son el sulfato de magnesio, de níquel y de zinc

- **Inhibidor anódico**

Estos reaccionan sobre las partes anódicas del metal que se desea conservar, formando un compuesto protector. Los inhibidores anódicos generan una elevada disminución de la velocidad de corrosión, con alto potencial de electrodo.

Se emplean como inhibidores anódicos el carbonato sódico, el bicarbonato sódico, el fosfato sódico, el silicato sódico y el cromato sódico

- **Inhibidor pasivo**

Son aquellos que producen un cambio de potencial de corrosión, forzando a la superficie metálica presentar una conducta pasiva ante la corrosión.

¹⁹ Ibid.

Los ejemplos de los inhibidores que provocan pasividad son los aniones oxidantes, tales como iones de cromato, de nitritos, y de nitratos y los no oxidantes tales como fosfatos y molibdatos

- **Inhibidor orgánico**

Estos generalmente son protectores en soluciones neutras o alcalinas, pero ofrecen poco o nula protección en ácidos y salmueras medios reductores

Los inhibidores orgánicos protegen al metal mediante una película hidrofobia en la superficie del metal. Los inhibidores serán fijados por adsorción según la carga iónica del ion y la carga de la superficie.

3.2.4. Floculantes. También llamados también ayudantes de coagulación, ayudantes de floculación e incluso ayudantes de filtración, Los floculantes son sustancias químicas fundamentales para llevar a cabo el proceso de floculación. Tienen la capacidad especial de aglutinar los sólidos que han sido coagulados y se encuentran en suspensión. Son productos designados para favorecer las diferentes operaciones en las que interviene el coagulante.

Los floculantes pueden clasificarse según su:

- **Naturaleza:** orgánica o minera
- **Origen:** sintético o natural
- **Carga eléctrica:** aniónico, catódico o no iónico

Los primeros floculantes implementados en el tratamiento de agua fueron los polímeros inorgánicos (sílice activado, alumbre) y los polímeros naturales (almidones, alginato). Actualmente, en el mercado existen una gran cantidad de floculantes sintéticos, que a menudo han generado mejor desempeño que otras sustancias.

3.2.5. Secuestrante de Oxígeno. Es una sustancia química, la cual secuestra el oxígeno disuelto en el agua por una reacción de reducción y de este modo inhibe la corrosión que este genera. Existen varios tipos de secuestradores de oxígeno basados en hidrazina, sulfito, glucosa, fosfato, trisodico, entre otros. Algunos ejemplos son:

- Sulfito de Sodio
- Hidrazina
- Taninos
- Fosfato

3.2.6. Acondicionador de pH. Durante el sistema de tratamiento de agua posiblemente se requieran ajuste de pH por las operaciones que se vayan a llevar a cabo. El pH es aumentado o disminuido a través de la adición de bases o ácidos.

Un ejemplo de disminución de pH es la adición de ácido clorhídrico, en caso de un líquido básico. Un ejemplo de subida de pH es la adición de hidróxido sódico en caso de un líquido ácido.

3.2.7. Inhibidor de Incrustaciones Son sustancias químicas que pueden demorar, reducir o prevenir la formación de incrustaciones o también llamadas costras. Cuando los minerales exceden sus solubilidades y empiezan a combinarse, los inhibidores de corrosión empiezan a actuar. La estructura para la cristalización es perturbada y la formación de incrustaciones es prevenida. Las partículas de las costras combinadas con los inhibidores permanecerán dispersados y suspendidos. Los inhibidores empleados en operaciones de campo funcionan con uno o ambos de los siguientes mecanismos:

- Previniendo la nucleación, lo que bloquea la formación de cristales.

- Evitando el crecimiento de los cristales cuando los mismos comienzan a formarse, en este caso el inhibidor se adsorbe sobre la superficie de los cristales mientras ellos están todavía diminutos y previenen su crecimiento.
- Evitando que se adhieran de nuevo cristales a depósitos incrustantes ya formados.
- mantener los iones en solución y evitar que estos se precipiten y formen depósitos.

Algunos ejemplos de inhibidores de incrustaciones son ésteres de fosfato, ácido fosfórico y soluciones de ácido poliacrílico de bajo peso molecular.

4. PROPUESTA DEL DISEÑO CONCEPTUAL PARA EL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA.

Con el fin de dar solución a la problemática operativa evidenciada y cumplir con los aspectos legales inherentes al campo en estudio, se plantea un sistema integrado de tratamiento para el agua de producción del campo para su re-inyección en una formación receptora a través de pozo disposal. Todo esto teniendo en cuenta la investigación realizada acerca de los equipos y tratamiento químico al cual puede ser sometido dicha agua de producción y los datos recolectados de campo.

Como punto de partida para el planteamiento de diseño conceptual del sistema de tratamiento de agua de producción para el campo en estudio se describe el proceso selección de la formación prospecto para recibir y almacenar dicha agua y sus principales características petrofísicas y mineralógicas, para luego especificar las características físico-químicas del agua a tratar y confrontarlas con las requeridas para la re-inyección en la formación determinada brindadas por El Departamento de Yacimiento y Geología de la empresa operadora a partir del análisis realizado sobre las propiedades petrofísicas y mineralógicas de dicha formación o estrato seleccionado.

4.1. DETERMINACIÓN DE LA FORMACIÓN CANDIDATA COMO RECEPTORA DEL AGUA DE PRODUCCION A PARTIR DEL ANÁLISIS DE CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS Y MINERALÓGICAS.

La re-inyección del agua de producción del campo en una formación receptora a través de pozo disposal es el método planteado en el presente proyecto como disposición final de dichas aguas de producción. Estos pozos disposal permiten

disponer las aguas de producción en formaciones confinadas previamente determinadas como aptas para recibirlas y almacenarlas garantizando que el fluido re-inyectado no entre en contacto con zonas indeseadas. Estas formaciones permeables capaces de captar y transmitir el agua inyectada se conocen como acuíferos.

Uno de los factores más importantes en la selección de estas formaciones es su profundidad, deben ser lo suficientemente profundas, como regla general profundidades mayores a los 2000 pies (600 metros) aproximadamente²⁰, con el fin de evitar el contacto de los fluidos de inyección con acuíferos someros de agua fresca que son potencialmente aprovechables para el consumo humano. Otro factor determinante en la selección es el análisis de las características petrofísicas y mineralógicas de la formación, esto con el objetivo de conocer el tipo de roca existente y predominante de tal manera que se aseguren propiedades adecuadas como buena permeabilidad, porosidad y espesor considerable, además de que, preferiblemente, sea una formación que contenga agua salada. Para la obtención de todos estos datos existen diferentes herramientas y métodos como los registros de Rayos Gamma (GR) y de Resistividad, además del análisis de muestras de zanja de pozo para observar la verdadera composición de la formación. La obtención e interpretación de dichos métodos y herramientas se explicarán posteriormente, ya que estos fueron los que se implementaron para determinar la formación candidata como receptora de las aguas de producción del campo en estudio.

4.1.1. Litología Regional General de la Formación Interés del Campo en Estudio, Formación Carbonera.²¹: Los pozos productores del área de desarrollo del campo en estudio ubicado en la cuenca de los llanos orientales producen

²⁰ NIÑO- Fredy Omar; GÓMEZ Jaime F. Taller de pozos de inyección, generalidades sobre pozos disposal, Equión Ecopetrol,

²¹ CUENCA LLANOS ORIENTALES integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, Agencia Nacional de Hidrocarburos, diciembre 2012, llevados a cabo por INGRAIN Inc. y Carl Zeiss Llc. de Halliburton, para la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), página 49-52.

hidrocarburos de la Formación Carbonera, de tal manera que estos se encuentran completados en esta formación, razón por la cual se hace importante resaltar las principales características litológicas regionales de la misma y así evidenciar potenciales zonas o estratos para la re-inyección de tal manera que se pueda evitar la perforación de nuevos pozos con objetivo disposal aprovechando pozos inactivos existentes.

La Formación Carbonera es una espesa secuencia litológica perteneciente a la era geológica del Cenozoico, que está ampliamente distribuida a través de la cuenca de Los Llanos Orientales. Consiste en una alternancia de rocas arcillosas, limosas y de arenisca, a veces con niveles de carbón. La empresa francesa Elf Aquitaine dividió esta unidad en 8 miembros o unidades operacionales (C1 a C8), de los cuales los niveles pares son finos granulares e importantes sellos regionales; los impares son arenosos, los cuales, desde C7 a C3 son productores de hidrocarburos en varios sectores de la cuenca, en especial en C7. En el tope, se encuentra en contacto uniforme y gradual con la formación León en la mayor parte de toda la cuenca. A continuación, en la tabla 10, se presentan las características litológicas generales de cada unidad que compone a la Formación Carbonera.

Tabla 10. Características litológicas generales de las unidades miembros de la Formación Carbonera.

UNIDADES OPERACIONALES MIEMBRO DE LA FORMACIÓN CARBONERA		
UND	Espesores máximos reportados	Características litológicas
C8	Presenta un espesor variable, desde 50 pies en el borde oriental de la cuenca hasta más de 400 pies a lo largo del frente de montaña.	El carácter marino del tope de la Formación Mirador indica claramente un periodo de transgresión cuya continuación es esta unidad.

UNIDADES OPERACIONALES MIEMBRO DE LA FORMACIÓN CARBONERA		
UND	Espesores máximos reportados	Características litológicas
C7	Pueden alcanzar 250 a 280 pies de espesor en la parte central de la cuenca.	Se compone de areniscas depositadas en un ambiente marino somero, deltaico y continental. Son de color crema a parduzco, de grano fino a medio, a veces conglomerático, separadas por niveles de arcillolita de color gris a verduzco.
C6	El máximo espesor conocido es 600 pies. Hacia el Este se reduce rápidamente, hasta tener un promedio de 100 a 150 pies en la zona central de la cuenca.	Son depósitos transgresivos, fino granulares e importantes sellos regionales, predominio de roca lutita.
C5	Su espesor total varía desde 50 hasta 300 pies.	Está compuesta por alternancia de niveles de arcillolita y de arenisca, poco consolidada, de tamaño de grano, predominante medio, a veces grueso; en ocasiones ligeramente calcáreas, con glauconita.
C4	El espesor máximo reportado es superior a 700 pies en el Piedemonte Llanero, pero Generalizando, presenta un espesor comprendido entre 150 y 300 pies en la parte central de la cuenca.	Está compuesta por una alternancia rápida de capas de areniscas, limolitas y lutitas.
C3	Presenta un espesor promedio de 150 pies en la parte centro norte de la cuenca y se desarrolla rápidamente hacia el suroeste alcanzando más de 700 pies en el frente de montaña.	Está compuesta por alternancia de niveles de arenisca fina a gruesa, blanca a translúcida y algunos pies de limolitas y arcillolitas, de color gris verdoso; a veces con niveles carbonosos en la secuencia localizada en la parte central de la cuenca.
C2	Presenta un espesor de 100 a 200 pies en la parte media de la cuenca, aumentando rápidamente hacia el borde suroccidental, donde alcanza más de 900 pies.	Es una unidad sello muy desarrollada. Está compuesta casi exclusivamente por lutitas grises y algunas limolitas.
C1	Su espesor aumenta de manera regular hacia el Occidente, y alcanza más de 2.000 pies antes del piedemonte.	Son las Areniscas Superiores de Carbonera, es la última de las secuencias arenosas de la Formación Carbonera y se encuentra sellada por las lutitas de la Formación León. Está compuesta por una alternancia de cuerpos arenosos, separados por niveles delgados de limolitas oscuras y lutitas grises.

Fuente: CUENCA LLANOS ORIENTALES integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, Agencia Nacional de Hidrocarburos, diciembre 2012, llevados a cabo por INGRAIN Inc. y Carl Zeiss Llc. de Halliburton, para la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), página 49-52. Modificado por los autores.

4.1.2. Selección de la Unidad Miembro de la Formación Carbonera Candidata Como Receptora de las Aguas de Producción. Como se mencionó anteriormente los pozos desarrollo del campo en estudio están perforados y completados a lo largo de la Formación Carbonera produciendo hidrocarburos de la misma. El pozo W3

que inicialmente fue perforado por la empresa operadora del campo en estudio como un pozo de desarrollo alcanzando una profundidad de 5.520 pies (MD), se considerará como candidato a conversión para *water disposal* ya que es un pozo que se encuentra inactivo debido a que de este no se obtuvo crudo, de tal manera que se aprovechará la información obtenida de su perforación, brindada por la empresa operadora del campo en estudio, como la descripción de muestras de zanja, registros de Rayos Gamma (GR) y de Resistividad, con el fin de determinar y seleccionar el estrato o unidad prospecto para la re-inyección.

A continuación, se presenta una breve descripción de las herramientas y métodos que fueron la base para determinar la zona o unidad a inyectar.

- Descripción de muestras de zanja: es un método de muestreo del subsuelo que consiste en obtener cortes, por general de igual espesor y en secuencia de profundidad, estos se obtienen durante la perforación del pozo analizando los ripios que retornan a superficie. Estas permiten la descripción e identificación litológica de las formaciones atravesadas a lo largo de la perforación.
- Registros de Rayos Gamma (GR): Los Rayos Gamma son impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía que son emitidos espontáneamente por algunos elementos radioactivos. El Registro de GR es una medición de la radioactividad natural de las formaciones, en consecuencia, en las formaciones sedimentarias compuestas de arcillas y lutitas el registro normalmente refleja valores altos debido a alto contenido de sedimento arcilloso ya que los elementos radioactivos tienden a concentrarse en estas. Por el contrario, las formaciones limpias, es decir, formaciones con poca presencia de arcilla y que sus poros se encuentran saturados de agua o hidrocarburos, generalmente

tienen un nivel muy bajo de radioactividad. Dicho lo anterior se puede afirmar que el Registro de GR es un indicador del contenido de lutitas en la formación²².

- Registros de Resistividad: la resistividad de las rocas es la capacidad que tienen de oponerse al paso de corriente eléctrica inducida, en consecuencia, es el inverso de la conductividad y se expresa en ohm-m. El Registro de Resistividad es fundamental en la evaluación de formaciones debido a que los hidrocarburos no conducen la electricidad, por lo tanto, todas las aguas de formación sí lo hacen debido al alto contenido de sal disuelta, lo que evidencia una gran diferencia entre la resistividad de las rocas saturadas con hidrocarburos y las saturadas con agua de formación.

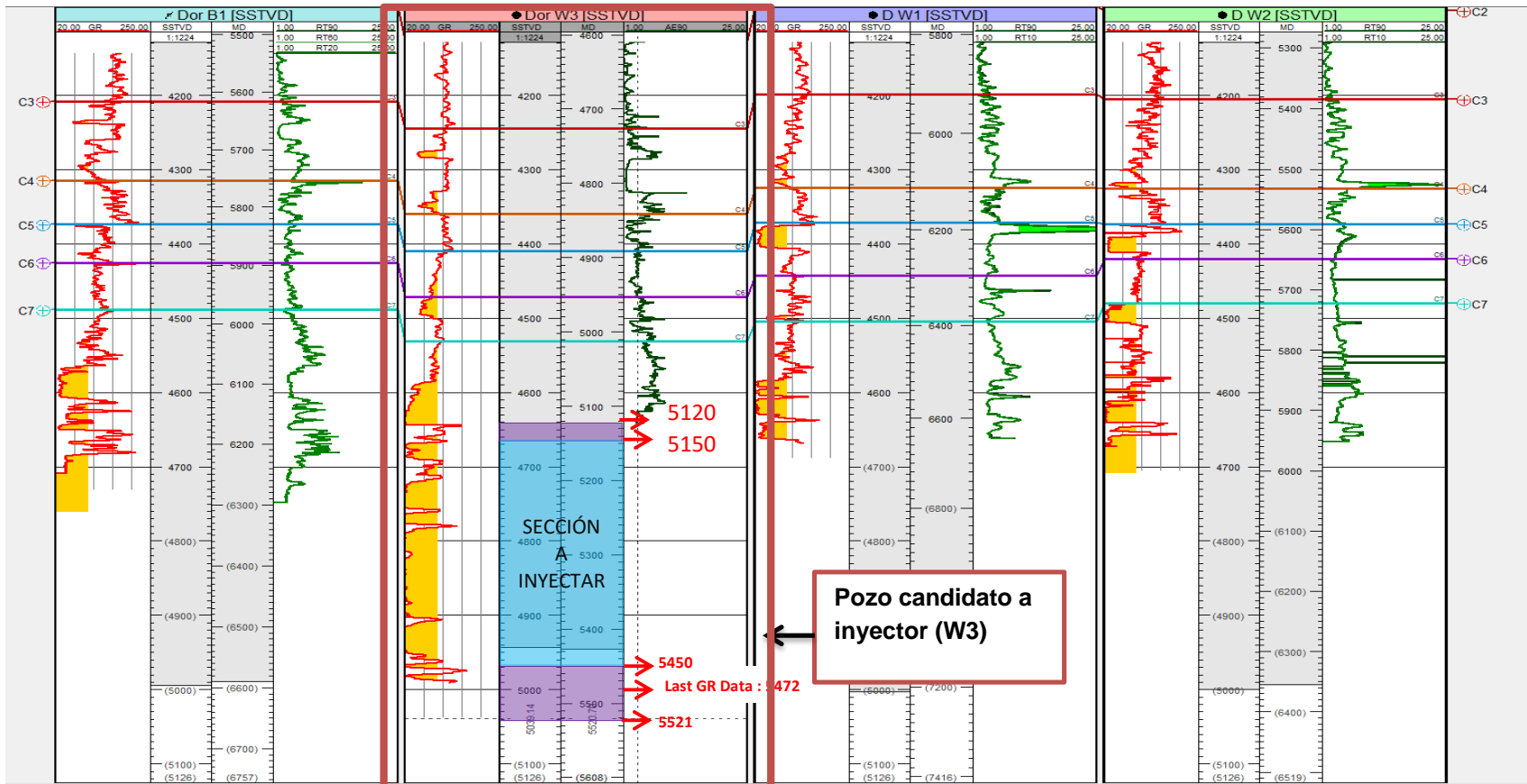
De tal manera que si los poros de una formación contienen agua salada presentará alta conductividad y por lo tanto la resistividad será baja, pero si están saturados de petróleo o gas presentará baja conductividad y por lo tanto la resistividad será alta²³.

El pozo W3 fue perforado hasta cubrir casi todo el espesor de la Formación Carbonera atravesando todas las unidades superiores hasta llegar a la unidad C7 a una profundidad aproximada de 5.520 pies (MD). Esto se puede apreciar en la figura 36, que presenta la correlación estratigráfica realizada al pozo, la cual fue brindada por la empresa operadora, donde se evidencia los valores de Rayos Gamma (GR) y de Resistividad a través de las unidades C7, C6, C5, C4, C3 y C2.

²²MIER UMAÑA, R. reinterpretación litológica a partir de registros de pozo, cuenca llanos. Trabajo de grado (geólogo). Bucaramanga, universidad industrial de Santander. 2012.

²³ Ibid.

Figura 36. Correlación estratigráfica del pozo prospecto para la re-inyección



Fuente: EMPRESA OPERADORA DEL CAMPO EN ESTUDIO. Correlación final pozo W3

- **INTERPRETACIÓN DE LOS REGISTROS DE RAYOS GAMMA (GR) Y DE RESISTIVIDAD REALIZADOS AL POZO W3.**

Como se mencionó anteriormente los dos registros realizados al pozo W3 fueron Rayos Gamma (GR) y Resistividad. Para interpretar esta información se presenta a continuación la tabla 11, donde se plasma un análisis confrontando la información obtenida de los registros con la caracterización petrofísica y mineralogía pertenecientes a cada unidad obtenida del informe de análisis y descripción de muestras de zanja del pozo W3 brindado por la empresa operadora, de tal manera que se corrobore la información arrojada por los registros con el fin de dar una sentencia más objetiva en la elección del estrato o unidad para la re-inyección.

Tabla 11. Relación de las características petrofísicas y mineralógicas de las unidades miembro de la Formación Carbonera con los registros de Rayos Gamma (GR) y de Resistividad, pozo W3.

CARACTERIZACIÓN Y ANÁLISIS DE LAS UNIDADES DE LA FORMACIÓN CARBONERA, POZO W3						
UND	TOPE (pies) (MD)	BASE (pies) (MD)	TENDENCIA GR	TENDENCIA RESISTIVIDAD	PREDOMINIO EN MUESTRAS DE ZANJA	ANÁLISIS
C3	4.730	4.790	Alto	Baja	<ul style="list-style-type: none"> 70% LUTITA: Gris verdosa, gris verdoso clara, verde oliva, firme, tabular, menor astillada, fisil, textura homogénea, brillo ceroso, micro-pirítica, micro-micácea, soluble, no calcárea. 30% ARENA: Cuarzosa, incolora, translúcida a subtranslúcida, hialina, con grano medio a grueso, local grano muy grueso, subangular a subredondeado, pobre selección. 	<p>✓ Se evidencian valores considerablemente altos de GR indicando el predominio de material radioactivo característico de las rocas lutitas, la presencia mayoritaria de este tipo de roca se corrobora con las muestras de zanja.</p> <p>✓ Los valores bajos de Resistividad indican alta saturación de agua salada, debido a que no se ofrece resistencia al flujo de corriente.</p> <p>✓ No se evidencia presencia de Hidrocarburos.</p>
C4	4.790	4.880	Alto	Bajo	<ul style="list-style-type: none"> 70% LUTITA: Gris verdosa, gris verdoso clara, verde oliva, firme, tabular, menor astillada, fisil, textura homogénea, brillo ceroso, micro-pirítica, micro-micácea, soluble, no calcárea. 20% ARENA: Cuarzosa, incolora, hialina, con grano medio, subangular a subredondeado, pobre selección. 10% CARBON: Negro, subbloso, sublaminar, tabular, quebradizo, moderadamente firme, micropirítico. Tipo lignito. 	<p>✓ Se evidencian valores considerablemente altos de GR indicando el predominio de material radioactivo característico de las rocas lutitas, la presencia mayoritaria de este tipo de roca se corrobora con las muestras de zanja.</p> <p>✓ Los valores bajos de Resistividad indican alta saturación de agua salada, por ende, pobre saturación de hidrocarburos</p>

CARACTERIZACIÓN Y ANÁLISIS DE LAS UNIDADES DE LA FORMACIÓN CARBONERA, POZO W3						
UND	TOPE (pies) (MD)	BASE (pies) (MD)	TENDENCIA GR	TENDENCIA RESISTIVIDAD	PREDOMINIO EN MUESTRAS DE ZANJA	ANÁLISIS
C5	4.880	4.950	Alto	bajo	<ul style="list-style-type: none"> 70% LUTITA: Gris verdosa, gris verdosa clara, verde oliva, firme, tabular, menor astillada, fisil, textura homogénea, brillo ceroso, micro-pirítica, micro-micácea, soluble, no calcárea. 30% ARENA: Cuarzosa, incolora, con grano grueso, menor medio, subangular a subredondeado, pobre selección. Trazas de manchamiento. Sin fluorescencia natural; corte tenue, lento, débil, fungiforme, blanco lechoso; pobre manifestación de hidrocarburos. 	<p>✓ Se evidencian valores considerablemente altos de GR indicando el predominio de material radioactivo característico de las rocas lutitas, la presencia mayoritaria de este tipo de roca se corrobora con las muestras de zanja.</p> <p>✓ Los valores bajos de Resistividad indican alta saturación de agua salada, por ende, pobre saturación de hidrocarburos</p>
C6	4.950	5.020	Alto	bajo	<ul style="list-style-type: none"> 60% LUTITA: Gris verdosa, gris verdosa clara, verde oliva, firme, tabular, menor astillada, fisil, textura homogénea, brillo ceroso, micro-pirítica, micro-micácea, soluble, no calcárea. 40% ARENA: Cuarzosa, incolora, hialina, con grano grueso, menor medio, subangular a subredondeado, pobre selección. Trazas de manchamiento. Sin fluorescencia natural; corte tenue, lento, débil, fungiforme, blanco lechoso; anillo residual amarillo pálido a la LUV y no visible a la luz natural; pobre manifestación de hidrocarburos. 	<p>✓ Se evidencian valores considerablemente altos de GR indicando el predominio de material radioactivo característico de las rocas lutitas, la presencia mayoritaria de este tipo de roca se corrobora con las muestras de zanja.</p> <p>✓ Los valores bajos de Resistividad indican alta saturación de agua salada, por ende, pobre saturación de hidrocarburos</p>

CARACTERIZACIÓN Y ANÁLISIS DE LAS UNIDADES DE LA FORMACIÓN CARBONERA, POZO W3						
UND	TOPE (pies) (MD)	BASE (pies) (MD)	TENDENCIA GR	TENDENCIA RESISTIVIDAD	PREDOMINIO EN MUESTRAS DE ZANJA	ANÁLISIS
C7	5.020	5.150	bajo	medio	<ul style="list-style-type: none"> 70% ARENA: Cuarzosa, incolora, hialina, con grano medio, menor gruso, subangular a subredondeado, pobre selección. Sin manifestaciones de hidrocarburos. 20% LUTITA: Gris verdosa, gris verdosa clara, verde oliva, firme, tabular, menor astillada, fisil, textura homogénea, brillo ceroso, micro-pirítica, micro-micácea, soluble, no calcárea. 10% ARCILLOLITA: Predomina gris marrón, gris clara, marrón rojiza, blanda, amorfa, blocosa, pegajosa, plástica no hidratable 	<p>✓ Se evidencian valores considerablemente bajos de GR, por lo tanto, la radioactividad es casi nula, indicando el predominio de arenas limpias, la presencia mayoritaria de este tipo de roca se corrobora con las muestras de zanja.</p> <p>✓ Los valores medio de Resistividad indica menor saturación de agua salada, pero a pesar de que se observa cierto aumento de la curva la manifestación de hidrocarburos es casi nula.</p>
C7 masivo	5.150	Registrado hasta el bolsillo del pozo, 5.472	bajo	-	<ul style="list-style-type: none"> 100% ARENA: Cuarzosa, incolora, hialina, con grano muy fino a fino, subangular a subredondeado, buen selección. Sin manifestaciones de hidrocarburos. 	<p>✓ Se evidencian valores considerablemente bajos de GR, por lo tanto, la radioactividad es casi nula, indicando el predominio de arenas limpias, la presencia es de un 100 % de este tipo de roca como se corrobora con las muestras de zanja.</p> <p>✓ Menor saturación de agua salada por la tendencia que venia en el registro de Resistividad, complementado por el GR.</p> <p>✓ No hay manifestaciones de Hidrocarburos.</p>

Fuente: modificado de HUPECOL.contrato de exploración y producción, bloque campo en estudio. Análisis y descripción de muestras de zanja pozo W3. Bogotá D.C. Diciembre de 2009

Como se pudo apreciar en la tabla anterior las zonas de las unidades C6,C5,C4 y C3, encontradas en el sector de la formación donde esta perforado el pozo, no se recomiendan como aptas para la re-inyección ya que el predominio de rocas es de tipo lutitas, que son rocas sellos debido a que presentan valores insignificantes de permeabilidad por su porosidad efectiva casi nula, esto conlleva a clasificar estas unidades como acuicludos que son formaciones con contenido de agua pero que no son capaces de transmitirla a través de ellas por lo tanto no sirven para emplazar captaciones de agua. Además de que si se intenta re-inyectar agua en esta zona es posible que se fracture por lo débiles que son las lutitas generando la ruptura del sello que proporcionan estas unidades, lo que implica que exista la posibilidad de canalizaciones indeseadas de formaciones supra o infra-yacentes.

Habiendo dicho lo anterior, la unidad de la Formación Carbonera que se propone como candidata para recibir y almacenar las aguas residuales de producción del campo en estudio es la unidad C7, especialmente el masivo, dado que presenta propiedades y características óptimas para tal fin como:

- 100 % Arena limpia
- Buena selección de los granos que conforman la roca
- Presencia de agua salada, lo que indica que el agua es de formación, de tal manera que se estaría devolviendo al mismo medio de donde se extrajo, asegurando así, no contaminar ningún cuerpo de agua dulce.
- presencia casi nula de hidrocarburos
- Profundidad considerable
- Se encuentra sellada por las unidades supra yacentes y si su límite litológico en la base es la formación Mirador que es un reservorio de areniscas masivas lo que asegura la no presencia de un acuífero dulce, de tal manera que estamos hablando de un acuífero confinado que es el objetivo deseado.

4.2. CARACTERIZACIÓN AGUA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO EN ESTUDIO

La caracterización del agua asociada a la producción de hidrocarburos es una información elemental para seleccionar los equipos apropiados que van a conformar el sistema de tratamiento, con el objetivo de acondicionar el agua para re-inyectarla a la formación a través de pozo disposal, siendo esta la propuesta del presente trabajo de investigación para solucionar la situación actual del campo en estudio antes mencionada.

Con el fin de desarrollar el presente proyecto, se ha logrado recopilar una serie de datos correspondientes a las características del agua de producción del campo en estudio, información como relación aceite-agua, sólidos totales disueltos y en suspensión, contenido de cloruros, dureza, pH, etc. El conocimiento de estos datos permitirá determinar límites aceptables y así saber los parámetros que requieran modificaciones, teniendo en cuenta los requeridos para la re-inyección.

La caracterización del agua de producción fue desarrollada in-situ por parte de la empresa encargada de la química del campo, y la información obtenida fue brindada por El Departamento de Yacimiento y Geología de la empresa operadora. Los datos de los parámetros recopilados se presentan a continuación en las tablas 12, 13, 14, 15 y 16 para diferentes puntos de muestreo de interés.

Tabla 12. Relación aceite/agua y sólidos totales suspendidos a la salida de los Gun Barrel 2,3 y 4

FECHA	SALIDA GB -02		SALIDA GB -03		SALIDA GB -04	
	0/W (mg/l)	Tss (mg/l)	0/W (mg/l)	Tss (mg/l)	0/W (mg/l)	Tss (mg/l)
01/05/16	326,79	1245,00	754,39	2150,00	564,58	2100,00
02/05/16	402,78	1675,00	657,28	2050,00	527,94	2150,00
03/05/16	647,45	2595,00	715,05	2705,00	693,12	2735,00
04/05/16	120,02	1820,00	813,42	3185,00	725,56	3140,00
05/05/16	406,37	1820,00	561,85	2135,00	508,22	1995,00
06/05/16	280,20	1830,00	612,48	2160,00	513,88	2245,00
07/05/16	243,17	2015,00	511,31	2480,00	591,14	2450,00

FECHA	SALIDA GB -02		SALIDA GB -03		SALIDA GB -04	
	0/W (mg/l)	Tss (mg/l)	0/W (mg/l)	Tss (mg/l)	0/W (mg/l)	Tss (mg/l)
08/05/16	391,37	2145,00	527,43	2330,00	511,96	2340,00
09/05/16	411,49	2450,00	538,57	2550,00	504,31	2410,00
10/05/16	241,23	1870,00	624,48	2620,00	578,43	2575,00
11/05/16	367,82	2020,00	564,94	2498,00	617,69	2389,00
12/05/16	518,86	1471,00	386,99	1559,00	480,73	1550,00
PROMEDIO	309,18	1913,00	605,68	2368,50	568,13	2339,92

Fuente. LIPESA COLOMBIA S.A. Reporte de tratamiento químico del campo en estudio.

Tabla 13. Parámetros físico-químicos tomados a la salida de los skimming tank 1 y 2

FECHA	SALIDA SKIMMING TANK 1-2											
	DUREZA TOTAL (mg/l)	DUREZA CÁLCICA (mg/l)	DUREZA MEGNÉSICA (mg/l)	ALK. TOTAL (mg/l)	Fe TOTAL (mg/l)	Ba (mg/l)	SO4 (mg/l)	Fosfonatos (mg/l)	Aminas (mg/l)	Fosfatos (mg/l)	Sílice (mg/l)	Cl (mg/l)
12/05/16	86,00	80,00	6,00	408,00	0,03	0,00	0,00	22,80	1,00	14,5	43,46	148,00

Fuente. LIPESA COLOMBIA S.A. Reporte de tratamiento químico del campo.

Tabla 14. Relación aceite/agua y sólidos totales suspendidos a la salida de los skimming tank y catch tank

FECHA	SALIDA SK-01		SALIDA SK -02		ENTRADA CATCH TANK 02		SALIDA CATCH TANK 02	
	0/W (mg/l)	Tss (mg/l)	0/W (mg/l)	Tss (mg/l)	0/W (mg/l)	Tss (mg/l)	0/W (mg/l)	Tss (mg/l)
01/05/16	321,73	1935,00	235,85	1895,00	99,45	1750,00	14,60	48,00
02/05/16	295,36	2000,00	256,59	1945,00	64,47	1820,00	11,69	52,00
03/05/16	246,57	2695,00	337,92	2735,00	81,06	2525,00	24,32	56,00
04/05/16	315,12	3195,00	302,71	3135,00	112,40	2565,00	37,32	75,00
05/05/16	384,24	2010,00	365,82	1990,00	74,29	1985,00	21,82	61,00
06/05/16	312,60	2060,00	299,78	2145,00	86,34	2025,00	19,95	59,00
07/05/16	234,57	2050,00	214,18	2040,00	90,33	1975,00	22,87	43,00
08/05/16	216,17	2205,00	340,65	2190,00	87,53	2055,00	38,28	53,00
09/05/16	313,93	2435,00	279,39	2390,00	91,05	1865,00	25,58	56,00
10/05/16	242,09	2540,00	293,02	2475,00	73,25	1565,00	36,74	52,00
11/05/16	256,00	2098,00	296,87	2189,00	112,32	1521,00	31,65	57,00
12/05/16	710,80	1499,00	129,68	1422,00	43,98	1312,00	33,51	53,00
PROMEDIO	320,77	2226,83	279,37	2212,58	84,71	1913,58	26,53	55,42

Fuente. LIPESA COLOMBIA S.A. Reporte de tratamiento químico del campo.

Tabla 15. Parámetros físico-químicos tomados a la salida para aspersión

FECHA	SALIDA ASPERSIÓN												
	DUREZA TOTAL (mg/l)	DUREZA CÁLCICA (mg/l)	DUREZA MEGNÉSICA (mg/l)	ALK. TOTAL (mg/l)	Fe TOTAL (mg/l)	Ba (mg/l)	SO4 (mg/l)	Fosfonatos (mg/l)	Aminas (mg/l)	Fosfatos (mg/l)	Sílice (mg/l)	Cl (mg/l)	Fenoles (ppm)
12/05/16	93,00	73,00	20,00	414,00	0,07	0,00	0,00	8,40	0,05	0,02	46,50	124,00	0,10

Fuente. LIPESA COLOMBIA S.A. Reporte de tratamiento químico del campo.

Tabla 16. Relación aceite/agua y sólidos totales suspendidos tomados a la salida para aspersión

FECHA	ASPERSIÓN						
	0/W (mg/l)	Tss (mg/l)	temperatura °C	Cond	pH	Tds (mg/l)	O2 (mg/l)
01/05/16	0,74	2,80	38,00	1000,00	8,50	490,00	5,00
02/05/16	0,22	3,90	41,00	990,00	8,40	480,00	5,00
03/05/16	0,32	2,60	37,00	970,00	8,60	480,00	5,00
04/05/16	1,95	2,90	39,00	980,00	8,40	480,00	5,00
05/05/16	0,81	3,70	35,00	990,00	8,60	490,00	5,00
06/05/16	0,97	4,00	34,00	970,00	8,50	480,00	5,00
07/05/16	0,67	3,30	37,00	970,00	8,60	480,00	5,00
08/05/16	0,93	3,70	37,00	970,00	8,60	480,00	5,00
09/05/16	1,25	2,90	34,00	990,00	8,60	490,00	5,00
10/05/16	0,83	2,70	36,00	980,00	8,40	480,00	5,00
11/05/16	0,95	3,4	36,00	980,00	8,5	490,00	5,00
12/05/16	1,32	4,00	36,00	980,00	8,50	470,00	5,00
PROMEDIO	0,72	3,04	36,67	980,83	8,52	482,50	5,00

Fuente. LIPESA COLOMBIA S.A. Reporte de tratamiento químico del campo.

Teniendo conocimiento de las características físico-químicas del agua de producción obtenidas en diferentes puntos de muestreo que involucran al sistema actual de tratamiento, se compara esta información con los parámetros requeridos para la re-inyección en la formación seleccionada.

El propósito de confrontar los parámetros físico-químicos actuales del agua de producción con los requeridos para la re-inyección en pozo disposal es detectar qué parámetros se encuentran por fuera del límite permitido y, así, saber la configuración de equipos y tratamiento necesario que permitirá adecuar el agua de producción del campo en estudio para tal fin. Dentro del esquema actual de producción del campo la ubicación del sistema de tratamiento propuesto estará en el mismo lugar del

sistema actual desplazándolo totalmente, razón por la cual el punto de muestreo del agua escogido para hacer la comparación con los parámetros requeridos es a la salida de los skimming tank 1 y 2 ya que es el punto inicial donde se recibirá el agua de producción para su tratamiento. A continuación, en la tabla 17, se presenta la confrontación de los parámetros físico-químicos del agua de producción con los requeridos para la re-inyección en el masivo de la unidad C7 que se tendrán en cuenta.

Tabla 17. Comparación de los parámetros físico-químicos del agua de producción con los requeridos para la re-inyección.

PARÁMETRO	SALIDA DE LOS SKIMMING TANK 1 Y 2	REINYECCIÓN
pH	8,5	7,5
ALCALINIDAD (mg/l)	408	Máx. 1034
DUREZA (mg/l)	86	Máx. 170
SOL. SUSPEND. (mg/l)	2219,71	Máx. 2
HIERRO (mg/l)	0,03	Máx. 1
SÍLICE (mg/l)	43,46	Máx. 45
BARIO (mg/l)	0	Máx. 0,1
SOL. DISUELTOS (mg/l)	482,50	Máx. 3500
CLORUROS (mg/l)	148,00	Máx. 1500
SULFATOS (mg/l)	0	Máx. 150
GRASAS Y ACEITES (mg/l)	300,07	Máx. 2
OXÍGENO DISUELTO (mg/l)	5	Máx. 0,1
FOSFONATOS (mg/l)	14,5	5 a 15

Fuente. Modificado de EMPRESA OPERADORA DEL CAMPO EN ESTUDIO proyecto de tratamiento de agua, especificaciones planta de tratamiento de aguas residuales

Como se evidencia en la tabla 16, los parámetros que se encuentran por fuera del límite permitido para la re-inyección son: **grasas y aceites, oxígeno disuelto, pH y sólidos en suspensión.**

Teniendo en cuenta lo anterior, el sistema de tratamiento del agua de producción se diseñará contemplando la remoción de dichos contaminantes y la capacidad adecuada de cada equipo involucrado ya que es usual en la industria de los hidrocarburos emplear un método desacertado que viene de hace mucho tiempo atrás para determinar las capacidades de los equipos que conforman el sistema de

tratamiento del agua asociada al petróleo, comúnmente las capacidades de los equipos se plantean simplemente considerando incrementos del 20% al 30% de la producción de agua actual.

El campo en estudio no fue la excepción, donde este método de cálculo desacertado para las capacidades también fue aplicado. La producción de agua se incrementó exponencialmente, los volúmenes de agua a manejar eran desmesurados comparados con los producidos en la etapa temprana de explotación del campo.

El incorrecto procedimiento del cálculo de las capacidades condujo a un sistema de tratamiento de agua ineficiente de donde se desprendieron diferentes problemas operativos y ambientales que fueron expuestos en el capítulo 2 del presente libro.

Con el fin de no cometer los mismos errores y garantizar un tratamiento eficiente en cuanto a las capacidades de los equipos, se tendrán en cuenta los pronósticos de producción de agua del campo, realizados y brindados por la empresa operadora del campo en estudio. En base a esta información se contempla el diseño conceptual del sistema de tratamiento asegurando así que la producción de agua no supere las capacidades de los equipos propuestos. A continuación, en la tabla 18 se muestran los pronósticos de producción de agua del campo desde el año 2016 hasta el año 2020.

Tabla 18. Pronósticos de producción de agua y BS&W del campo en estudio

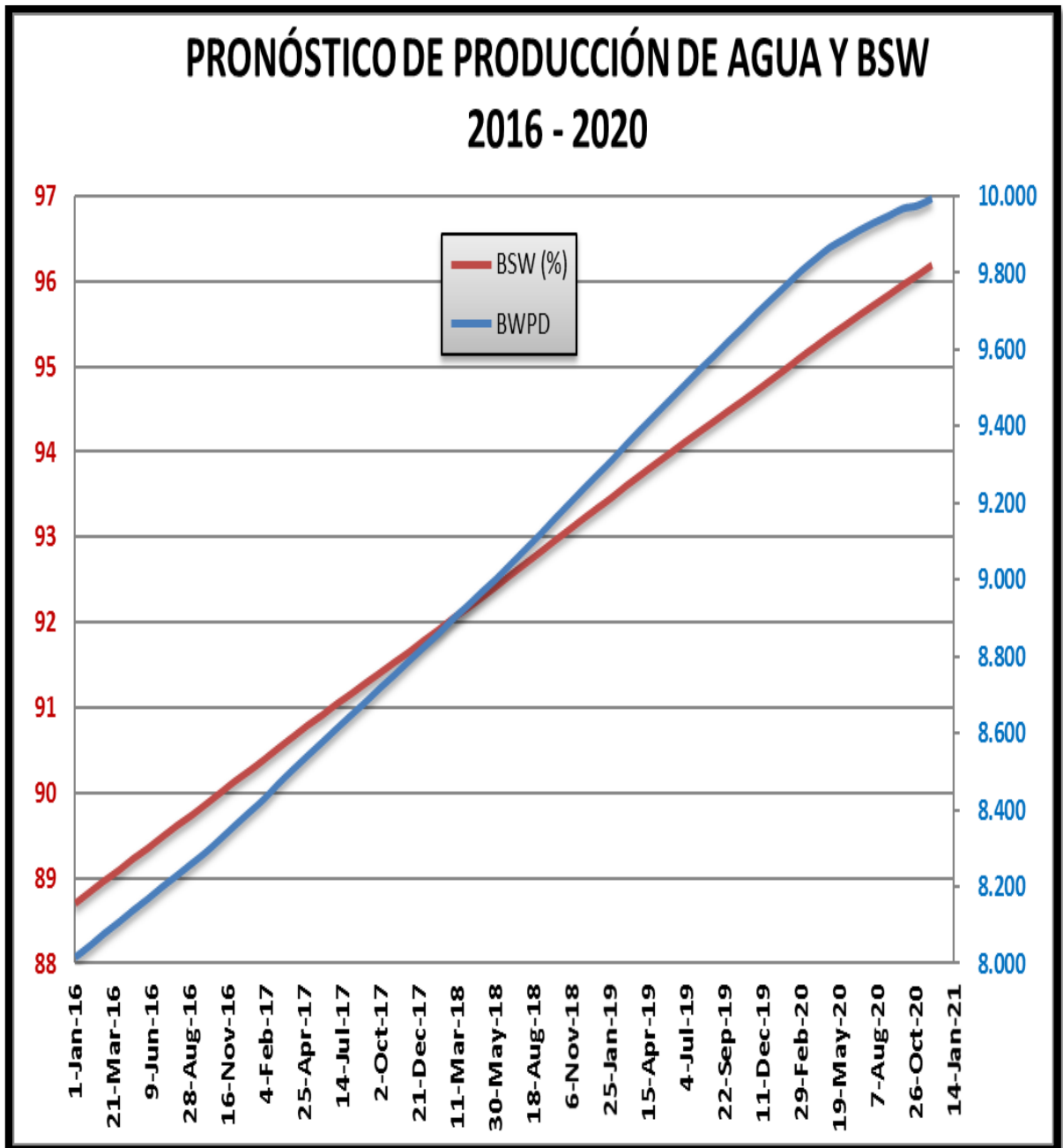
FECHA	BWPD	BSW %
1-Jan-16	8.015	88,71
1-Feb-16	8.045	88,84
1-Mar-16	8.076	88,97
1-Apr-16	8.106	89,09
1-May-16	8.137	89,23
1-Jun-16	8.167	89,35
1-Jul-16	8.198	89,48
1-Aug-16	8.228	89,62
1-Sep-16	8.259	89,74
1-Oct-16	8.289	89,87
1-Nov-16	8.324	90,00
1-Dec-16	8.359	90,14
1-Jan-17	8.394	90,26
1-Feb-17	8.429	90,40
1-Mar-17	8.466	90,52
1-Apr-17	8.504	90,66
1-May-17	8.539	90,79
1-Jun-17	8.575	90,91
1-Jul-17	8.610	91,04
1-Aug-17	8.646	91,16
1-Sep-17	8.681	91,29
1-Oct-17	8.717	91,41
1-Nov-17	8.752	91,53
1-Dec-17	8.788	91,65
1-Jan-18	8.824	91,79
1-Feb-18	8.859	91,91
1-Mar-18	8.895	92,04
1-Apr-18	8.930	92,16
1-May-18	8.966	92,29
1-Jun-18	9.001	92,42
1-Jul-18	9.039	92,55
1-Aug-18	9.078	92,68
1-Sep-18	9.117	92,82
1-Oct-18	9.157	92,95
1-Nov-18	9.197	93,08
1-Dec-18	9.236	93,21
1-Jan-19	9.275	93,34
1-Feb-19	9.314	93,47

FECHA	BWPD	BSW %
1-Mar-19	9.352	93,61
1-Apr-19	9.392	93,73
1-May-19	9.430	93,85
1-Jun-19	9.469	93,98
1-Jul-19	9.507	94,11
1-Aug-19	9.546	94,23
1-Sep-19	9.583	94,35
1-Oct-19	9.621	94,48
1-Nov-19	9.658	94,60
1-Dec-19	9.696	94,72
1-Jan-20	9.733	94,85
1-Feb-20	9.769	94,98
1-Mar-20	9.804	95,11
1-Apr-20	9.836	95,23
1-May-20	9.866	95,36
1-Jun-20	9.888	95,48
1-Jul-20	9.910	95,60
1-Aug-20	9.930	95,22
1-Sep-20	9.948	95,83
1-Oct-20	9.967	95,95
1-Nov-20	9.975	96,07
1-Dec-20	9.993	96,18

Fuente. EMPRESA OPERADORA DEL CAMPO EN ESTUDIO. Presupuesto sistema de tratamiento de agua, forecast. Campo en estudio.

A partir de los datos de la tabla 18 se genera una gráfica con la finalidad de analizar el comportamiento de la producción de agua entre los años 2016 a 2020 y así poder determinar la capacidad adecuada del sistema de tratamiento durante un periodo definido.

Figura 37. Pronóstico de producción de agua y BS&W desde el año 2016 hasta el año 2020.



Como se puede apreciar en la gráfica anterior y como es propio de los yacimientos pertenecientes a la cuenca de los Llanos Orientales, que tienen como mecanismo

de producción el empuje hidráulico por la presencia de un gran acuífero a lo largo de casi toda la cuenca, la producción de agua se incrementa de manera significativa y para finales del año 2020 se pronostica una producción de aproximadamente 9.993 barriles de agua diarios, con un BSW del 96,6 %.

Habiendo dicho lo anterior, se determina que el diseño del sistema de tratamiento propuesto para el agua de producción del campo tendrá capacidad para tratar **10.000 barriles de agua diarios.**

4.3. MÉTODO DE SELECCIÓN DE EQUIPOS PARA EL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA DE PRODUCCIÓN PROPUESTO

En el sistema de tratamiento propuesto para el agua producida con el fin de re-inyección en pozo disposal, será necesario alcanzar un tratamiento terciario, iniciando con la remoción de aceites y sólidos en equipos por efecto de la gravedad, seguido de una etapa de flotación y por último un ciclo de filtración, con el fin de cumplir con las especificaciones para la re-inyección y no causar ningún tipo de daño a la formación ni perjudicar al medio ambiente.

TRATAMIENTO PRIMARIO

Para esta etapa de tratamiento se toman como candidatos los equipos más eficientes en la remoción de aceites y sólidos, y también los más usados en la industria del petróleo que conforman esta fase primaria. Los equipos pre-seleccionados son los siguientes:

- **INTERCEPTOR DE PLACAS CORRUGADAS (CPI):** este surgió como una mejora del interceptor de placas paralelas y del interceptor de flujo transversal, que juntos, incluyendo al CPI, conforman al grupo de equipos de placas coalescedoras. el CPI tiene ventajas en comparación a los otros respecto al espacio que ocupa, al manejo de sólidos, a la eficiencia de remoción de aceite y sólidos, además de que es más económico.

Tabla 19. Características del CPI

INTERCEPTOR DE PLACAS CORRUGADAS (CPI)	
Características	Descripción
Partes móviles	No
Tamaño	Bajo
Costo de la unidad	Bajo
Máxima concentración de aceite a la entrada	3.000 mg/L
Mínimo tamaño de gota de aceite a remover	30 μm
Eficiencia en remoción de aceite	Muy alta
Frecuencia de mantenimiento	Bajo

Fuente: ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil - Handling Systems and Facilities. Tercera Edición. Vol.1.

- **SEPARADOR API:** Su función es recuperar el máximo aceite presente en el agua de descarga proveniente de algunos de los equipos presentes en la facilidad de producción. Su principio de operación se basa en el tiempo de asentamiento y la diferencia de gravedades específicas entre el agua y el aceite.
-

Tabla 20. Características del separador API

SEPARADOR API	
Características	Descripción
Partes móviles	No
Tamaño	Alto
Costo de la unidad	Alto
Mínimo tamaño de gota de aceite a remover	150 μm
Eficiencia en remoción de aceite	Alta
Frecuencia de mantenimiento	Alto

Fuente: ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil - Handling Systems and Facilities. Tercera Edición. Vol.1.

- **HIDROCICLÓN:** Este tipo de unidades utiliza la fuerza centrífuga para remover las gotas de aceite presentes en el agua, el flujo entra al compartimiento de forma tangencial creando un remolino de alta velocidad, en el cual las gotas de aceite coalescen y fluyen en contracorriente.

Tabla 21. Características del hidrociclón

HIDROCICLÓN	
Características	Descripción
Presión de alimentación	100 psig
Tamaño	Bajo
Funcionamiento en Presencia de gas y sólidos	Bajo
Mínimo tamaño de gota de aceite a remover	30 μm
Crudo pesado (emulsión apretada)	No apto
Partes móviles	No
Frecuencia de Mantenimiento	Baja

Fuente: ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil - Handling Systems and Facilities. Tercera Edición. Vol.1.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE EQUIPOS PARA TRATAMIENTO PRIMARIO

Con el uso de esta herramienta se realiza la selección del equipo, se utilizan parámetros operativos y características del fluido para hacer la selección más conveniente y favorecer el funcionamiento del sistema de tratamiento propuesto. Se asignara el valor de cero (0) para el equipo que no cumpla con la condición planteada y el valor de uno (1) para el equipo que si cumpla, considerando la misma importancia para todas las condiciones o parámetros de selección.

Tabla 22. Matriz de selección del equipo para el tratamiento primario

MATRIZ DE SELECCIÓN			
Condición operativa	CPI	Separador API	hidrociclón
Presión de operación = 20 psi	1	1	0
Crudo pesado (emulsión inversa apretada)	1	1	0
Espacio requerido	1	0	1
Bajo costo de la unidad	0	1	1
Alta eficiencia de remoción de aceite	1	1	1
Presencia de sólidos	1	0	0
Puntaje total	5	3	3

Se obtiene como resultado de la matriz de selección el CPI como el equipo adecuado para la etapa de tratamiento primario.

TRATAMIENTO SECUNDARIO

La fase de tratamiento secundario consiste en equipos de flotación, para el sistema de tratamiento propuesto se tomaron como candidatos los equipos más eficientes en la remoción de aceites y sólidos, y también los más usados en la industria del petróleo que conforman esta fase secundaria. Los equipos pre-seleccionados son los siguientes:

- **UNIDAD DE FLOTACIÓN POR AIRE DISUELTO (DAF):** En este sistema se toma parte del agua que ha sido tratada para ser saturada con aire comprimido mediante un tanque y luego es inyectada al cuerpo del equipo, las burbujas de aire ayudaran a flotar con mayor rapidez a los sólidos que se encuentran en suspensión para que sean removidos.
- **UNIDAD DE FLOTACIÓN POR GAS DISPERSO (IGF):** este equipo tiene el mismo principio de remoción de sólidos que el DAF, la diferencia es que el gas inyectado en estas unidades, como mecanismo de producción de

burbujas se lleva a cabo mediante un eductor para saturar el agua residual y una boquilla para inducir las burbujas, o en su defecto, un rotor mecánico que agita la corriente de agua en la cámara para facilitar la dispersión de las burbujas.

MATRIZ DE SELECCIÓN DE EQUIPO PARA TRATAMIENTO SECUNDARIO

Con el uso de esta herramienta se realiza la selección del equipo, se utilizan parámetros operativos y características del fluido para hacer la selección más conveniente y favorecer el funcionamiento del sistema de tratamiento propuesto. Se asignara el valor de cero (0) para el equipo que no cumpla con la condición planteada y el valor de uno (1) para el equipo que si cumpla, considerando la misma importancia para todas las condiciones o parámetros de selección.

Tabla 23. Matriz de selección del equipo para el tratamiento secundario

MATRIZ DE SELECCIÓN		
Condición operativa	DAF	IGF
Mayor eficiencia de remoción	1	0
Menor peso y tamaño	0	1
Mínima producción de gas en el campo	1	0
Puntaje total	2	1

Se obtiene como resultado de la matriz de selección, el DAF como el equipo adecuado para la etapa de tratamiento secundario.

TRATAMIENTO TERCIARIO

La etapa de tratamiento terciaria consiste en equipos de filtración, para el sistema de tratamiento propuesto se tomaron como candidatos los equipos más eficientes en la remoción de aceites y sólidos, y también los más usados en la industria del petróleo que conforman esta fase, estos son los filtros de cáscara de nuez y los filtros de arena.

Se seleccionó el filtro de cáscara de nuez debido a que tiene una mayor eficiencia de remoción de aceites y sólidos en suspensión, ya que los filtros de arena se usan

principalmente en aguas con cargas medianas o bajas de contaminantes y en algunos casos son usados en etapas de pre-filtración, antes de llegar a la etapa de filtración principal.

- **FILTROS DE CÁSCARA DE NUEZ:** Fueron desarrollados como el método más conveniente de filtración de aceite libre y sólidos suspendidos, en aplicaciones donde los lechos de arena eran convencionalmente usados, ahora el lecho es de 100% cáscaras de nuez, las cuales tienen excelentes características de superficie para la coalescencia y filtración.

Actualmente, los filtros rellenos con cáscara de nuez han presentado buen desempeño, esto debido a que la cáscara de nuez presenta una propiedad mojante en agua (water-wet), lo cual implica máximo contacto en agua para remover los sólidos. Se presentan con frecuencia como tratamiento final del agua para inyección.

Tabla 24. Características del filtro de cáscara de nuez

FILTRO DE CÁSCARA DE NUEZ	
Características	descripción
Eliminación de sólidos	95% - 99%
Eliminación de aceites	90% - 98%
Contenido de aceite a la salida del filtro	< 2 mg/L
Contenido de sólidos a la salida del filtro	<2 mg/L
Costos operativos	Bajo
Tamaño y peso	Bajo
Duración de retrolavado	Bajo

Fuente. PROCESS GROUP, nutshell filters

4.4. PROPUESTA DE DISEÑO CONCEPTUAL DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO PARA SOLUCIONAR LA PROBLEMÁTICA

La concepción ingenieril que se llevó a cabo para el montaje del sistema de tratamiento del agua de producción actual fue muy básica, ya que el campo sólo cuenta con un tratamiento básico primario, es decir, está conformado por equipos que se desempeñan mediante procesos físicos, y remueven sólo aquellos contaminantes que se pueden sedimentar como algunos sólidos y también aquellos que pueden flotar como aceites, además de que los equipos empleados son prácticamente hechizos , por lo tanto, se hace necesaria la implementación de facilidades más eficientes y con adecuada capacidad para así garantizar un efluente de buena calidad con condiciones físico-químicas óptimas para poder implementar el método de disposición final propuesto, la re-inyección en pozo disposal.

Con la presente propuesta, como se ha mencionado anteriormente, se busca dar solución a las situaciones problema como la mala calidad del agua y capacidades insuficientes de los equipos, pero aún más importante, cumplir con los aspectos legales inherentes al campo para la conservación del medio ambiente circundante, cambiando la aspersion como método de disposición final del agua de producción por otro más amigable con el medio como lo es la re-inyección en una formación receptora.

Para lograr resolver dichas situaciones, el sistema de tratamiento propuesto busca hacer modificaciones haciendo énfasis en los siguientes aspectos permitiendo el mejor tratamiento y disposición final del agua de producción:

- Incremento de la capacidad del proceso con la implementación de nuevos equipos.
- Implementación de equipos con mayor eficiencia de remoción de contaminantes.
- Mejoramiento del sistema de inyección de químicos.

- Implementación de la re-inyección en pozo disposal como método de disposición final.

|
Como se determinó anteriormente, el nuevo sistema de tratamiento se diseñará para una producción de agua de 10.000 BWPD, el cual, teniendo en cuenta el análisis de los pronósticos de producción, funcionará adecuadamente hasta el año 2020.

La presente propuesta de diseño se llevó a cabo gracias al trabajo realizado y los conocimientos adquiridos en campo, y teniendo en cuenta el *Manual de Operación de los Sistemas de Tratamiento de Agua de Producción para Inyección* de la estación de otro campo de la empresa operadora, cercano al de estudio, desarrollado por la compañía TECCA SAS.

4.4.1. Dimensionamiento y Funcionamiento de los Equipos Propuestos para el Sistema de Tratamiento. Con la implementación de nuevos equipos de mejor desempeño se podrá garantizar la calidad requerida del agua de producción para realizar la re- inyección en pozo disposal, todo esto complementado con la determinación de sus respectivas dimensiones con el fin de propiciar el correcto desempeño del equipo para el manejo del agua y la remoción de sus contaminantes. A continuación, en el planteamiento del sistema propuesto se anexan fotografías de los equipos pertenecientes al sistema de tratamiento existente del otro campo de la empresa operadora antes mencionado; Los equipos que se proponen son los siguientes:

- **INTERCEPTOR DE PLATOS CORRUGADOS (CPI):**

Este equipo es el más eficiente en la etapa de coalescencia, ya que consta de placas corrugadas que aumentan la remoción de sólidos y la recuperación de aceite.

De tal manera que, la presión operativa de este recipiente atmosférico será estipulada en base a la **Norma API STD 650 de 2009**, por lo tanto se escoge una presión que no sobrepase los 2,5 psig y que no esté por debajo de 1 psig de vacío²⁴. El dimensionamiento del equipo se realiza teniendo en cuenta el volumen requerido para una capacidad de tratamiento de 10.000 BWPD determinado en el *DOSSIER DE FABRICACIÓN DE RECIPIENTES CPI* desarrollado por la compañía TECCA SAS.

Habiendo dicho lo anterior, el equipo propuesto para la etapa primaria de separación CPI es un tanque rectangular sometido a la presión hidrostática del agua de producción del campo en estudio que contendrá. La longitud de un lado será la raíz cúbica del volumen de diseño del recipiente como se aprecia en la ecuación (1)²⁵.

$$B = \sqrt[3]{V} \quad (1)$$

El lado más largo será L que equivale a 1,5 de B, como se aprecia en la ecuación (2):

$$L = 1,5 * B \quad (2)$$

El lado más corto será H que equivale a 0,667 de B, como se aprecia en la ecuación (3):

$$H = 0,667 * B \quad (3)$$

en la tabla 25 se presentan los datos requeridos para el cálculo de las dimensiones y espesor de la placa adecuado para el equipo tomando como referencia el *DOSSIER DE FABRICACIÓN DE RECIPIENTES CPI*

²⁴ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE 650: welded Steel tanks for oil storage. Pag: 142

²⁵ EUGENE F. MEGYESY. manual de diseño y cálculo de recipientes a presión.

Tabla 25. Datos de fabricación del recipiente del CPI

Fuente: modificado de TECCA S.A.S Dossier de fabricación recipientes CPI, sistema de tratamiento de aguas de producción, estación Leona 10.000 BLS.

De acuerdo a lo anterior, el volumen del equipo será de 12,2 m³, por lo tanto la

FABRICACIÓN DEL RECIPIENTE				
CPI	Característica	Referencia	Unidad	Medida
	Valor de esfuerzo del material	S	Psi	16.500
	Material de fabricación	A – 36	Aleación de acero al carbono	
	Gravedad específica del agua	G		1
	Volumen del equipo	V	m ³	12,2
	Factor de corrosión	Ca	Pulgadas	0,625
	Presión de diseño	P	Psig	1 – 2,5 (atmosférica)
	Temperatura de operación	T	°F	80 – 120

dimensión de cada lado según las relaciones planteadas en las ecuaciones (1), (2) y (3) serán:

$$B = \sqrt[3]{12,2 \text{ m}^3} = 2,3 \text{ m} = \mathbf{90,55 \text{ pulgadas}}$$

Luego el lado más largo será:

$$L = 1,5 * 2,3 \text{ m} = 3,45 \text{ m} = \mathbf{135,82 \text{ pulgadas}}$$

Por último, el lado más corto será:

$$H = 0,667 * 2,3 \text{ m} = 1,54 \text{ m} = \mathbf{60,63 \text{ pulgadas}}$$

El paso siguiente es el cálculo del espesor de la placa requerido (t), para esto se debe tener en cuenta que el espesor real a usar debe ser más grande que el de diseño incluyendo cierta tolerancia a la corrosión que va en función del espesor nominal de la placa y se considerará sí durante el servicio que prestará el equipo

tendrá condiciones de corrosión que resultaría en una pérdida del espesor de los componentes involucrados, o al espesor de la placa producto de la prueba hidrostática realizada al equipo. Si esto es así se debe deducir un factor de corrosión de acuerdo al espesor nominal²⁶. Debido a que el recipiente almacenará y tratará el agua de producción del campo que se caracteriza por tener componentes muy corrosivos, por lo que se hace necesario incluir el factor de corrosión estipulado en la tabla 25.

El valor del esfuerzo máximo permitido (S) del material, plasmado en la tabla #, es determinado a través de las tablas **UCS-23 del Compendio De Cálculo Estructural II Para Ingeniería Mecánica y Aeronáutica** de acuerdo a la máxima tensión admisible teniendo en cuenta el material de fabricación A-36 en función de la temperatura del fluido tomando como referencia el rango de temperatura máxima de operación que se puede alcanzar, que es de 80 a 120 °F.

Se tomó como gravedad específica de diseño (G) la del agua por ser el fluido a almacenar y tratar, sin considerar la gravedad de los sólidos dispersos y contaminantes que trae consigo.

Habiendo dicho lo anterior, el espesor mínimo de placa (t) requerido para el equipo se determina por medio de la ecuación (4), sumándole el factor de corrosión determinado:

$$t = 2,45 * L \frac{\sqrt{\infty * H * 0,036 * G}}{S} + Ca \quad (4)$$

Donde,

L = longitud del tanque (lado más largo), pulgadas

G = Gravedad específica del líquido

S = Valor del esfuerzo de la placa, psi

²⁶ Ibid.

H = lado más corto del tanque, pulgadas

α = factor que depende de la relación de la longitud a la altura del tanque H/L , este se determina a través de la gráfica de valores de alfa (α) del **Manual de Diseño y Cálculo de Recipientes a Presión, EUGENE F. MEGYESY, página 183.**

El valor de alfa (α) es determinado en la gráfica teniendo en cuenta el resultado obtenido de la relación H/L , α es:

$$\alpha = 0,0045$$

De acuerdo a lo anterior el espesor (t) es:

$$t = 0,626 \text{ pulgadas}$$

Operación: El agua de producción obtenida de los Gun Barrel pasa a través de los skimming tank que hacen parte del sistema de tratamiento actual y luego el agua llega a un Interceptor de placas corrugadas (CPI).

En el CPI se lleva a cabo la separación del crudo a través de la coalescencia promovida por las placas corrugadas. En el fondo de la primera y segunda recámara del CPI se cuenta con dos puntos de drenaje para el retiro de sólidos sedimentados donde mediante el accionamiento de una bomba, estos son succionados y enviados a los tanques de almacenamiento de lodos.

Por otra parte, La película de aceite formada en estas recámaras es llevada a un vertedero en la parte alta del CPI para ser recogida en un colector y enviada al tanque de flotados, y posteriormente ser dirigida a la fase inicial de tratamiento de crudo.

El agua desaceitada pasa por un vertedero hacia el tanque claro del CPI en donde se encuentra el sensor de nivel, del cual depende el funcionamiento de las bombas centrifugas de alimentación hacia el DAF, antes pasando por el serpentín de mezcla

Posibles problemas operacionales y recomendaciones: teniendo en cuenta el funcionamiento y situaciones presentadas en el sistema de tratamiento del otro campo de la empresa operadora donde se opera el mismo equipo, se resaltan diferentes problemas operacionales recurrentes durante su funcionamiento, estos se exponen en la tabla 26.

Tabla 26. Posibles problemas operacionales y recomendaciones para el CPI

POSIBLES PROBLEMAS OPERACIONALES Y RECOMENDACIONES		
Interceptor de placas corrugadas (CPI)		
Causa	Problema	Solución propuesta de control
No se desnata el CPI con la frecuencia que este requiere	Arrastre de aceite hacia unidades posteriores	Desnatar el CPI con mayor frecuencia, dependiendo de la cantidad de aceite que se observe en la superficie del equipo
Operación en vacío de las bombas en el tanque de flotados para la recuperación de crudo	Falla de las bombas	Calibrar con mayor frecuencia el indicador o sensor de nivel para que envíe la señal cuando se tenga un nivel de aceite recuperado considerable y tener una bomba de respaldo para cualquier contingencia.
La purga de lodos no se realiza con la frecuencia necesaria	Arrastre de solidos hacia unidades posteriores	Hacer la purga de lodos con mayor constancia, dependiendo a la cantidad de lodos que se generen
Falta de constancia en el mantenimiento de la unidad.	Taponamiento de placas coalescedoras	Realizar el lavado y manteniendo del equipo con frecuencia

Figura 38. Interceptor de placas corrugadas (CPI)



Fuente. TECCA SAS. Manual de operación de los sistemas de Tratamiento de agua de producción para Inyección de la estación de otro campo de la empresa operadora realizado por la empresa

- **SERPENTÍN DE MEZCLA**

Consiste en una tubería compuesta por cambios abruptos de dirección, con la cual se realiza una mezcla eficiente de los productos químicos para tratamiento del agua, en este equipo se debe aplicar coagulante, floculante y el ajustador de pH.

Dimensionamiento: Como en todo sistema de separación, la presencia de sólidos puede generar problemas de eficiencia del proceso por el taponamiento, y abrasión en los equipos. En estos elementos de optimización puede ocurrir dicho problema de tal manera que es necesario asegurarse un diseñando óptimo del diámetro a la entrada y a la salida del paquete de tubería en serpentín.

Estas tuberías son muy efectivas al implementarse antes del sistema de tratamiento secundario ya que se diseñan para optimizar la inyección de química favoreciendo el incremento del tamaño de gota de aceite, mediante el crecimiento o la coalescencia, haciendo más fácil su remoción posterior.

Tabla 27. Diámetros estándares de tubería para serpentín de mezcla

ESTÁNDARES PARA TUBERÍA DE SERPENTÍN MEZCLA			
FLUJO ÓPTIMO (BWPD)	NÚMERO DE SERIE	DIÁMETRO A LA ENTRADA Y SALIDA (IN)	RANGO DE OPERACIÓN
500 – 1000	AA	1,5	400 - 2500
1000 – 1500	LA	2	1000 – 5000
1500 – 2200	LB	3	1300 – 10000
2200 – 4500	LC	4	1700 – 18000
4500 – 11000	ID	6	2500 – 40000
11000 – 22000	IE	8	3500 – 70000
22000 – 40000	IF	10	4500 – 100000
40000 – 57000	HG	12	6000 - 150000

Fuente. ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Design of Oil - Handling Systems and Facilities. Tercera Edición. Vol.1.

Teniendo en cuenta el caudal de diseño de la planta de tratamiento, que es de 10.000 BWPD, se toma un diámetro a la entrada y salida de la tubería de 6 pulgadas.

Operación: El serpentín asegurara una mezcla homogénea en la entrada a la unidad de flotación, Las dosificaciones de los productos se realizan en línea con espacios entre cada punto con el fin de asegurar un tiempo de reacción de cada uno de los productos, aquí se dosificaran productos químicos tales como, coagulante y floculante, que cumplen la función de agrupar los sólidos suspendidos y el crudo residual para formar flóculos que tienen características que van a permiten su separación en el siguiente equipo, que es el DAF.

Posibles problemas operacionales y recomendaciones: teniendo en cuenta el funcionamiento y situaciones presentadas en el sistema de tratamiento del otro campo de la empresa operadora donde se opera el mismo equipo, se resaltan

diferentes problemas operacionales recurrentes durante su funcionamiento, estos se exponen en la tabla 28.

Tabla 28. Posibles problemas operaciones y recomendaciones para el serpentín de mezcla

POSIBLES PROBLEMAS OPERACIONALES Y RECOMENDACIONES		
Serpentín de mezcla		
Causa	Problema	Solución propuesta de control
Taponamiento en las curvaturas superiores e inferiores debido a la coagulación de químicos y acumulación de sólidos.	Disminución en los tiempos de llenado del DAF	Inyectar aire a presión y golpear las zonas afectadas para desestabilizar el tapón, favoreciendo el flujo.

Figura 39. Serpentín de mezcla



Fuente. TECCA SAS. Manual de operación de los sistemas de Tratamiento de agua de producción para Inyección de la estación de otro campo de la empresa operadora realizado por la empresa

- **SEPARADOR DE FLOTACIÓN POR AIRE DISUELTU (DAF)**

Este equipo tiene la capacidad de remover sustancias grasas emulsionadas, que por su similitud de densidad con el agua son imposibles de remover en unidades que tengan como principio de separación la diferencia de densidades.

Con la adición de productos químicos como coagulantes y floculantes, y con la ayuda de un tanque saturador por donde el agua es recirculada, para llevar a cabo una mezcla entre aire comprimido y el agua tratada recirculada, se obtiene la disolución que se inyecta de nuevo al DAF con el fin de obtener una separación y flotación de floc's más rápida y efectiva.

Dimensionamiento: este tipo de equipo es considerado un recipiente atmosférico debido a que la presión de diseño y la operativa a la que será sometido normalmente es externa, siendo ésta la presión atmosférica, además de la presión hidrostática del fluido que contendrá²⁷.

De tal manera que, la presión operativa de este recipiente atmosférico será estipulada en base a la norma **API STD 650 de 2009**, por lo tanto se escoge una presión que no sobrepase los 2,5 psig y que no esté por debajo de 1 psig de vacío²⁸. El dimensionamiento del equipo se realiza Teniendo en cuenta el volumen requerido para una capacidad de tratamiento de 10.000 BWPD determinado en el *DOSSIER DE FABRICACIÓN DE RECIPIENTES DAF* desarrollado por la compañía TECCA SAS.

Habiendo dicho lo anterior, el equipo propuesto para la etapa secundaria de separación es un DAF, este es un tanque rectangular sometido a la presión hidrostática del agua de producción del campo en estudio que contendrá.

²⁷ Ibid.

²⁸ AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE 650. Op. Cit.

en la tabla 29 se presentan los datos requeridos para el cálculo de las dimensiones y espesor de la placa adecuado para el equipo tomando como referencia el *DOSSIER DE FABRICACIÓN DE RECIPIENTES DAF*.

Tabla 29. Datos de fabricación del recipiente DAF

DIMENSIONAMIENTO DEL RECIPIENTE				
DAF	Característica	Referencia	Unidad	Medida
	Valor de esfuerzo del material	S	Psi	16.500
	Gravedad específica del agua	G		1
	Volumen del equipo	V	m ³	50,5
	Material de fabricación	A - 36	Aleación de acero al carbono	
	Factor de corrosión	Ca		0,625
	Presión de diseño	P	Psig	1 – 2,5
	Temperatura de operación	T	°F	80 – 120

Fuente: modificado de Dossier de fabricación recipientes CPI, sistema de tratamiento de aguas de producción, estación Leona 10.000 BLS. TECCA S.A.S

De acuerdo a lo anterior, el volumen del equipo será de 50,5 m³, por lo tanto la dimensión de cada lado según las relaciones planteadas en las ecuaciones (1), (2) y (3) serán:

$$B = \sqrt[3]{50,5 \text{ m}^3} = 3,7 \text{ m} = 145,67 \text{ pulg}$$

Luego el lado más largo será:

$$L = 1,5 * 3,7 \text{ m} = 5,54 \text{ m} = 218,11 \text{ pulg}$$

Por último, el lado más corto será:

$$H = 0,667 * 3,7 \text{ m} = 2,47 \text{ m} = 97,24 \text{ pulg}$$

El valor de alfa (α) es determinado en la gráfica del *Manual de Diseño y Cálculo de Recipientes a Presión*, EUGENE F. MEGYESY, página 183. Teniendo en cuenta el resultado obtenido de la relación H/L , α es:

$$\alpha = 0,0045$$

El paso siguiente es el cálculo del espesor de la placa requerido (t), por medio de la ecuación (4), sumándole el factor de corrosión determinado:

$$t = 0,63 \text{ pulgadas}$$

Operación: En la unidad de flotación (DAF) se retiran sólidos en suspensión, material flotante y grasa. En este equipo se usan micro burbujas de aire para lograr la flotación de los flocúlos formados por la adición de productos químicos. Para esto, aire a alta presión se pone en contacto con una fracción (30%-50% del caudal del DAF) del agua tratada en el tanque saturador. Durante el contacto del aire con el agua se logra que el aire se disuelva en el agua, y posteriormente el agua saturada se inyecta a la línea de alimentación o al cuerpo del DAF. La disminución de presión hace que se libere el aire en micro burbujas y éstas se adhieren a los sólidos facilitando que éstos floten rápidamente donde son separados por un mecanismo barredor.

Los lodos generados en el DAF son de dos clases, lodos flotantes y lodos sedimentables. Los lodos flotantes generados son evacuados mediante barrido mecánico de la superficie de la celda, En cuanto a los lodos sedimentables son evacuados de la celda de flotación mediante una purga de fondo. Se espera una remoción de aceites del 90% y de Solidos Suspendidos Totales del 30%.

Una vez el agua es tratada en la unidad de flotación (DAF), pasa a un tanque denominado Tanque claro de DAF, y luego es bombeada a los filtros de arena.

Posibles problemas operacionales y recomendaciones: teniendo en cuenta el funcionamiento y situaciones presentadas en el sistema de tratamiento del otro campo de la empresa operadora donde se opera el mismo equipo, se resaltan diferentes problemas operacionales recurrentes durante su funcionamiento, estos se exponen en la tabla 30.

Tabla 30. Posibles problemas operacionales y recomendaciones para el DAF

POSIBLES PROBLEMAS OPERACIONALES Y RECOMENDACIONES		
separador de flotación por aire disuelto (DAF)		
Causa	Problema	Solución propuesta de control
Deficiencia en la inyección de aire comprimido al agua en el tanque saturador	Arrastre de sólidos y grasas	Verificar frecuentemente que el tanque saturador esté trabajando de forma adecuada y que este inyectando siempre el aire comprimido a la presión deseada.
Exceso de floc's en la superficie de la unidad	Atascamiento en las aspas del barredor mecánico	Bajar la altura de la compuerta para disminuir el nivel de fluido en la unidad y poder desatascar las aletas del barredor mecánico
La purga de lodos no se realiza con la frecuencia necesaria	Arrastre de solidos hacia unidades posteriores	Hacer la purga de lodos con mayor constancia, dependiendo a la cantidad de lodos que se generen, y realizar mantenimiento y lavado de la unidad

Figura 40. Separador de flotación por aire disuelto (DAF) y tanque saturador



Fuente. TECCA SAS. Manual De Operación De Los Sistemas De Tratamiento De Agua De Producción Para Inyección De La Estación De Otro Campo De La Empresa Operadora Realizado Por La Empresa

- **FILTROS DE CÁSCARA DE NUEZ**

El sistema contará con una filtración en paralelo compuesto por tres (3) filtros de cáscara de nuez, dos (2) de ellos en operación y uno (1) en stand by para cuando

se vaya a realizar el proceso de retrolavado y para reemplazo en caso de falla de alguno de los otros tres. La función de los filtros es retener el material suspendido desestabilizado que no pudo ser removido en el DAF por flotación y a su vez retener las trazas de aceites que continúan en el agua.

El sistema cuenta con métodos de limpieza en los que se realizan retrolavados (backwash), este proceso se realiza ya sea por rutina o porque el lecho filtrante se encuentra saturado de sólidos, esta última situación se evidencia por un aumento del diferencial de presión del lecho filtrante o por un aumento de la turbidez del agua.

Dimensionamiento: este equipo a diferencia del DAF y del CPI, Está sometido a una presión interna para llevar a cabo su función, se recomienda diseñar el recipiente y sus componentes para una presión mayor a la de operación, para cumplir con este requisito se recomienda usar una presión de 30 psi o 10% mayor a la presión de operación²⁹.

en la tabla 31 se presentan los datos requeridos para el cálculo del espesor de la placa adecuado para el equipo y demás variables tomando como referencia el *DOSSIER DE FABRICACIÓN DE RECIPIENTES FILTROS DE CÁSCARA DE NUEZ*.

²⁹. EUGENE F. MEGYESY. Op. Cit., p. 15.

Tabla 31. Datos de fabricación del recipiente y tapa del filtro de cáscara de nuez

DIMENSIONAMIENTO DEL RECIPIENTE Y TAPA					
FILTRO DE CÁSCARA DE NUEZ	Característica	Referencia	unidad	Filtro	Tapa del filtro
	Alto	H	In	114,1	59
	Gravedad específica del agua	G		1	
	Radio	r	in	31,5	31,5
	Volumen del equipo	V	m^3	5,3	0
	Valor de esfuerzo del material	S	psi	16.500	
	Eficiencia de juntas	E	%	85	
	Factor de corrosión	Ca		0625	
	Material de fabricación	A – 36	Aleación de acero al carbono		
	Presión de operación	P	Psi	50	
	Temperatura de operación	T	C	75	
	Flujo normal	Qn	BWPD	5.292	
	Caudal de diseño	Qd	BWPD	10.000	

Fuente: modificado de Dossier de fabricación recipientes y tapa del filtro de arena, sistema de tratamiento de aguas de producción, estación Leona 10.000 BLS. TECCA S.A.S

Teniendo en cuenta lo mencionado anteriormente y la tabla de dimensionamiento del filtro, la presión de diseño se determina mediante la ecuación (5):

$$\mathbf{P. \text{diseño} = P. \text{operación} + 30} \quad (5)$$

Por lo tanto, la presión de diseño para cada filtro será:

$$\mathbf{P. \text{diseño} = 50 + 30 = 80 \text{ psi}}$$

De acuerdo al flujo normal estipulado que recibirá cada filtro, se determina el número de filtros necesarios para procesar la producción agua diaria, teniendo en cuenta el caudal de diseño de la planta, mediante la ecuación (6).

$$\mathbf{\text{Número de filtros} = \frac{Q_d}{Q_n}} \quad (6)$$

Por lo tanto el número de filtros es:

$$\mathbf{\text{Número de filtros} = \frac{10.000}{5.292} = 2 \text{ filtros}}$$

Para determinar el espesor de la placa del cuerpo del filtro (t_c) es necesario tener en cuenta que el esfuerzo de la costura circunferencial rige solamente cuando la eficiencia de la junta circunferencial es menor que la mitad de la eficiencia de la junta longitudinal, o cuando además de la presión interna, hay cargas adicionales que producen flexión o tensiones longitudinales, pero por lo generalmente rige el esfuerzo en la costura longitudinal, por lo tanto se tendrá en cuenta éste para el cálculo del espesor de la placa a través de la ecuación³⁰ (7):

$$t = \frac{P_{\text{diseño}} * r}{(S * E) - (0,6 * P_{\text{diseño}})} + Ca \quad (7)$$

Donde,

r = radio del cuerpo pulgadas

S = Valor del esfuerzo de la placa, psi

³⁰ Ibid., p. 18.

E = Eficiencia de las juntas, fracción

De acuerdo a lo anterior, el espesor (tc) es:

$$tc = \frac{80 * 31.5}{(16500 * 0.85) - (0.6 * 80)} + 0.625 = \mathbf{0,80 \text{ pulgadas}}$$

Para determinar el espesor de placa para la tapa del filtro (tt), se considera un diseño de tapa torisférica, se emplea la ecuación (8) para determinar este parámetro.

$$tt = \frac{Pdiseño * H * M}{(2 * S * E) - (0,2 * Pdiseño)} \quad (8)$$

el parámetro M es hallado mediante la tabla **valor del factor M**, *Manual de Diseño y Cálculo de Recipientes a Presión, EUGENE F. MEGYESY, página 183.*

Teniendo en cuenta el resultado obtenido de la relación L/r , M es:

$$\mathbf{M=1,09}$$

De acuerdo a lo anterior, el espesor de placa para la tapa del filtro (tt) es:

$$tt = \frac{80 * 59 * 1,09}{(2 * 16500 * 0,85) - (0,2 * 80)} = \mathbf{0,81 \text{ pulgadas}}$$

Operación: En los filtros de cáscara de nuez se retiran los aceites dispersos y sólidos restantes del agua, el flujo es descendente, atravesando el lecho filtrante desde arriba hacia abajo.

El retrolavado consiste en la remoción de los sólidos suspendidos y crudo que han sido retenidos por el filtro en la carrera de filtración. Para lograr esto se invierte el flujo normal de operación: se retrolava de abajo hacia arriba. Buscando expandir y fluidizar el lecho para que el movimiento generado libere las partículas adheridas al medio filtrante.

Posibles problemas operacionales y recomendaciones: teniendo en cuenta el funcionamiento y situaciones presentadas en el sistema de tratamiento del otro campo de la empresa operadora donde se opera el mismo equipo, se resaltan diferentes problemas operacionales recurrentes durante su funcionamiento, estos se exponen en la tabla 32.

Tabla 32. Posibles problemas operaciones y recomendaciones para los filtros de cáscara de nuez.

POSIBLES PROBLEMAS OPERACIONALES Y RECOMENDACIONES		
Filtros de cáscara de nuez		
Causa	Problema	Solución propuesta de control
Válvula de entrada a los filtros presenta fallas o está descalibrada.	Disminución de los tiempos de retención por incremento del caudal de agua a tratar recibida	Revisar que se mantenga el caudal adecuado y constante a la entrada de los filtros para que no supere el caudal de diseño.
Mala regulación de aire del retrolavado	Daño en los sellos mecánicos de las bombas debido a la migración del lecho filtrante a través de todo el sistema	Mantener el equipo de regulación de aire en óptimas condiciones y mantener una adecuada presión de inyección de aire.
Descalibración del sensor de presión	Incremento del diferencial de presión a través del lecho filtrante, generando su colmatación y turbidez del agua a la salida para re-inyección.	Verificar las concentraciones de SST a la salida de re-inyección para determinar si es necesario calibrar con mayor frecuencia el sensor de presión a la entrada de la etapa de filtración.

Figura 41. Filtros de cáscara de nuez (actuadores)



Fuente. TECCA SAS. Manual de operación de los sistemas de Tratamiento de agua de producción para Inyección de la estación de otro campo de la empresa operadora realizado por la empresa
Figura 42. Filtros de cáscara de nuez



- **DECANTADORES**

El sistema de tratamiento propuesto contará con dos (2) decantadores, estas son las unidades en las que se recibe el agua de retrolavado y de enjuague de los filtros para su posterior decantación.

Dimensionamiento: para llevar a cabo el cálculo del espesor de la placa del decantador, es necesario el conocimiento de la información contenida en la tabla 33.

Tabla 33. Datos de fabricación del recipiente del decantador

DIMENSIONAMIENTO DEL RECIPIENTE				
DECANTADOR	característica	Referencia	Unidad	Medida
	Alto	H	In	240
	Radio	r	In	47,2
	Volumen del equipo	V	m ³	22,1
	Valor del esfuerzo del material	S	Psi	30000
	Factor de corrosión	Ca		0,0625
	Gravedad específica del agua	G		1

Fuente: modificado de Dossier de fabricación recipientes y tapa del filtro de arena, sistema de tratamiento de aguas de producción, estación Leona 10.000 BLS. TECCA S.A.S

De acuerdo a la información anterior, mediante la ecuación (9) se determina el espesor el espesor requerido para la placa del decantador.

$$t = \frac{2,6 * D * (H - 1) * G}{S} + Ca \quad (9)$$

D = diámetro del recipiente, pulgadas

G = Gravedad específica del líquido

S = Valor del esfuerzo de la placa, psi

H = longitud del recipiente, pulgadas

Por lo cual, el espesor de la placa del decantador es:

$$t = \frac{2,6 * 94,4 * (240 - 1) * 1}{30000} + 0,0625 = \mathbf{2 \text{ pulgadas}}$$

Operación: en este equipo se dan las condiciones para la sedimentación de los sólidos suspendidos del agua de retrolavado proveniente de la etapa de filtración.

Para evacuar los fluidos e impurezas de los decantadores existirán dos líneas, una línea hacia el tanque de lodos para los sedimentos removidos y otra que facilita la evacuación de agua recuperada hacia el CPI, Esto dependerá de la calidad del agua proveniente del retrolavado.

Figura 43. Tanques de almacenamiento de lodo y decantadores



Fuente. TECCA SAS. Manual de operación de los sistemas de Tratamiento de agua de producción para Inyección de la estación de otro campo de la empresa operadora realizado por la empresa

Posibles problemas operacionales y recomendaciones: teniendo en cuenta el funcionamiento y situaciones presentadas en el sistema de tratamiento del otro campo de la empresa operadora donde se opera el mismo equipo, se resaltan diferentes problemas operacionales recurrentes durante su funcionamiento, estos se exponen en la tabla 34.

Tabla 34. Posibles problemas operaciones y recomendaciones para los decantadores

POSIBLES PROBLEMAS OPERACIONALES Y RECOMENDACIONES		
Decantador		
Causa	Problema	Solución propuesta de control
El agua de retrolavado de los filtros de arena supera el caudal de diseño del equipo por daño y/o descalibración de la válvula de entrada.	Disminución de los tiempos de retención	Verificar que el agua enviada a los Decantadores luego de realizar el lavado de los filtros no supere el rebose y programar el software de tal manera que el llenado de los decantadores este entre el 80% – 90%
Operación en vacío de las bombas de salida de lodos en el decantador	Falla de las bombas	Calibrar con mayor frecuencia el indicador o sensor de nivel para que envíe la señal correcta de apagado cuando se registre bajo nivel, y tener una bomba de respaldo para cualquier contingencia.

- **LECHO DE SECADO**

Se tendrán un (1) lecho de secado donde se recibirá los lodos provenientes del DAF, CPI y los decantadores acumulados en los tanques de lodos, en este equipo se deshidratará el lodo y quedará en condiciones para ser transportado, mientras el agua separada y recuperada se recirculará al CPI.

Figura 44. Lecho de secado



Fuente. UNIVERSIDAD NACIONAL. Diseño de plantas de tratamiento de aguas residuales. [en línea] [citado 9 de febrero de 2017]. Disponible en: http://datateca.unad.edu.co/contenidos/358039/ContenidoLinea/leccion_45_filtros_intermitentes.html

Operación: este sistema estará conformado por un medio filtrante que consta de una base de grava o piedra, después un lecho de arena y por último una de cascarilla de arroz, y en la parte inferior tendrá un sistema de tubos para drenar el agua recuperada. En este equipo no es necesaria la adición de químico ni de ningún otro elemento ya que está provisto de un secado lento al aire libre, y así, estará preparado para ser transportado,



Posibles problemas operacionales y recomendaciones: teniendo en cuenta el funcionamiento y situaciones presentadas en el sistema de tratamiento del otro campo de la empresa donde se tiene este mismo sistema, se resaltan diferentes

problemas operacionales recurrentes durante su funcionamiento, estos se exponen en la tabla 35.

Tabla 35. Posibles problemas operaciones y recomendaciones para el lecho de secado

POSIBLES PROBLEMAS OPERACIONALES Y RECOMENDACIONES		
Lecho de secado		
Causa	Problema	Solución propuesta de control
Daño o ausencia de techo sobre el lecho	No se permite la adecuada deshidratación del lodo por condiciones ambientales, como lluvia.	Revisar con mayor frecuencia el estado del techo para su mantenimiento

Como método de solución general a los posibles problemas que se pueden presentar antes mencionados, en la figura 45 se establece un formato de inspección y control de los parámetros operativos para cada equipo involucrado en el sistema de tratamiento de agua propuesto con el fin de que los operadores del sistema recuerden siempre y tengan en cuenta la frecuencia de mantenimiento e intervención de los equipos, así como las operaciones requeridas en los mismos que son fundamentales para el adecuado funcionamiento del sistema.

 		FORMATO SEMANAL DE INSPECCIÓN Y CONTROL DE LOS PARÁMETROS OPERATIVOS											
		Elaborado por:					Empresa operadora:						
		Fecha de inicio:					Campo:						
		Fecha de finalización:					Ingeniero que avala:						
EQUIPO	ACTIVIDAD	FREC	LUNES	MARTES	MIÉRCOLES	JUEVES	VIERNES	SÁBADO	DOMINGO	OBSERVACIÓN			
FILTROS DE CASCARA DE NUEZ	Verificar el adecuado funcionamiento de la válvula de entrada con el flujo indicado	Cada 12 horas											
	Mantenimiento del equipo de regulación de aire para el retrolavado	1 vez por semana											
	Verificar el adecuado funcionamiento del sensor de presión a la entrada del filtro	Cada 8 horas											
DECANTADOR	Verificar en el software que el nivel de fluido no supere el 80% de la capacidad	Cada 8 horas											
	Verificar el correcto funcionamiento del sensor de nivel	Cada 8 horas											
	Revisar que los tanque de lodos estén alineados con el equipo y tenga capacidad disponible	cada 12 horas											
LECHO DE SECADO	Retirar manualmente el lodo acumulado	Cada 2 días											

4.4.2. Tratamiento Químico Propuesto. Este procedimiento es parte fundamental para la remoción de contaminantes que constituyen el agua, la empresa encargada de la química del campo en estudio realizó ensayos de jarra para cada químico con el fin de conocer el efecto sobre el agua de producción del campo y la concentración que se debe aplicar, información que fue brindada por parte de la empresa operadora. Con los datos obtenidos se genera una tabla variando las concentraciones y el caudal de agua a tratar para saber la dosificación de cada químico a emplear. La ecuación³¹ (10) es la empleada para calcular esa variable:

$$\text{mL/min} = \frac{\text{ppm} * Q \left(\frac{\text{m}^3}{\text{h}} \right)}{\% \text{PS}} * \frac{100}{60} \quad (10)$$

mL/min= cantidad real de solución de químico que se dosificará con la bomba dosificadora.

ppm = concentración del producto hallada mediante la prueba de jarra

Q (m³/h) = Caudal de operación del sistema en metros cúbicos por hora.

% PS = Porcentaje al cual se prepara el producto

TANQUE DE AGUA DESACEITADA DEL CPI

Los productos químicos aplicados en el tanque de agua desaceitada son los siguientes:

³¹ TECCA SAS. Manual de operación de los sistemas de Tratamiento de agua de producción para Inyección de la estación de otro campo de la empresa operadora realizado por la empresa

- **ROMPEDOR INVERSO**

Antes de la aplicación de los agentes coagulantes y floculantes, se debe aplicar un producto químico rompedor inverso de emulsión con referencia SP-770, con el propósito de impedir que posibles fases dispersas de aceite en el agua interfieran con la coagulación y floculación del agua. En la tabla 36 se evidencia la dosificación requerida para tal fin.

Tabla 36. Dosificación del rompedor inverso

DOSIS SP-770 al 97,4% (PPM) (AFORO EN mL/min)											
Caudal		Concentración del producto químico en ppm									
BWPD	m³/h	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
3.000	19,9	1,7	3,3	5	6,6	8,3	9,9	11,6	13,2	14,9	16,6
4.000	26,5	2,2	4,4	6,6	8,8	11	13,2	15,5	17,7	19,9	22,1
5.000	33,1	2,8	5,5	8,3	11	13,8	16,6	19,3	22,1	24,8	27,6
6.000	39,7	3,3	6,6	9,9	13,2	16,6	19,9	23,2	26,5	29,8	33,1
7.000	46,4	3,9	7,7	11,6	15,5	19,3	23,2	27	30,9	34,8	38,6
8.000	53	4,4	8,8	13,2	17,7	22,1	26,5	30,9	35,3	39,7	44,2
9.000	59,6	5	9,9	14,9	19,9	24,8	29,8	34,8	39,7	44,7	49,7
10.000	66,2	5,5	11	16,6	22,1	27,6	33,1	38,6	44,2	49,7	55,2

Mediante prueba de Jarras se determinó que se debe emplear 25 ppm de SP- 770, el caudal de diseño para trabajar es de 10.000 BWPD, por lo cual la dosificación debe ser de 27,6 mL/min.

SERPENTIN DE MEZCLA

Los productos químicos aplicados en el serpentín de mezcla son los siguientes:

- **COAGULANTE**

Se realizó el proceso en campo con el coagulante de adsorción y neutralización de cargas, para las partículas arcillosas que están cargadas negativamente, estas son coaguladas si adsorben iones cargados positivamente, aportados por la adición del coagulante. La adsorción de iones positivos balancea exactamente a las cargas negativas, las partículas de arcilla se neutralizan (condición isoeléctrica) y tienden a aglomerarse debido a que ya no existen fuerzas de repulsión entre los coloides. Dependiendo de la concentración de coagulante que necesite el agua para el tratamiento, la cual es hallada por medio de pruebas de jarras, se debe calibrar la bomba dosificadora de coagulante. En la tabla 37 se evidencia la dosificación requerida para tal fin.

Tabla 37. Dosificación del coagulante

DOSIS SP-701 al 99% (PPM)											
(AFORO EN mL/min)											
caudal		Concentración del producto químico en ppm									
BWPD	m³/h	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140
3.000	19,9	16,6	19,9	23,2	26,5	29,8	33,1	36,4	39,7	43,1	46,4
4.000	26,5	22,1	26,5	30,9	35,3	39,7	44,2	48,6	53	57,4	61,8
5.000	33,1	9,1	11	12,8	14,6	16,5	18,3	20,1	21,9	23,8	25,6
6.000	39,7	33,1	39,7	46,4	53	59,6	66,2	72,9	79,5	86,1	92,7
7.000	46,4	38,6	46,4	54,1	61,8	69,6	77,3	85	92,7	100,5	108,2
8.000	53	44,1	53	61,8	70,7	79,5	88,3	97,2	106	114,8	123,7
9.000	59,6	49,7	59,6	69,6	79,5	89,4	99,4	109,3	119,2	129,2	139,1
10.000	66,2	55,2	66,2	77,3	88,3	99,4	119,4	121,4	132,4	143,5	154,6

Mediante prueba de Jarras se determinó que se debe emplear 100 ppm de coagulante, el caudal de diseño para trabajar es de 10.000 BWPD, por lo cual la dosificación de la bomba dosificadora de SP-701 debe ser de 119,4 mL/min.

- **FLOCULANTE**

Después de la coagulación se inicia una desestabilización con floculante, en la cual parte de los grupos funcionales de la molécula del polímero se absorben en la superficie de la partícula coloidal, dejando otra parte de la molécula extendida en solución; Posteriormente una segunda partícula con polímero absorbido y superficie vacante se une al segmento libre de la otra, formando un puente y un floc de mayor tamaño y peso.

Teniendo en cuenta la concentración de floculante SP-708C que necesite el agua para el tratamiento, la cual es hallada por medio de prueba de jarras, se deben calibrar las bombas neumáticas dosificadora para el floculante. En la tabla 38 se ilustra el caudal de calibración de la bomba dosificadora junto con la concentración en ppm de floculante que se deba dosificar (SP- 708C) al 0,5% en su preparación.

Tabla 38. Dosificación de floculante

DOSIS SP-7009 Y/O SP-708C AL 0,5% (PPM)											
(AFORO EN mL/min)											
Caudal		Concentración del producto químico en ppm									
BWPD	m³/h	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3.000	19,9	66,2	132,5	198,7	265	331,2	397,5	463,7	529,9	596,2	662,4
4.000	26,5	88,3	176,6	265	353,3	441,6	529,9	618,3	706,6	794,9	883,2
5.000	33,1	110,4	220,8	331,2	441,6	552	662,4	772,8	883,2	993,6	1104
6.000	39,7	132,5	265	397,5	529,9	662,4	794,9	927,4	1059,9	1192,4	1324,9
7.000	46,4	154,6	309,1	463,7	618,3	772,8	927,4	1082	1236,5	1391,1	1545,7
8.000	53	176,6	353,3	529,9	706,6	883,2	1059,9	1236,5	1413,2	1589,8	1766,5
9.000	59,6	198,7	397,5	596,2	794,9	993,6	1192,4	1391,1	1589,8	1788,6	1987,3
10.000	66,2	220,8	441,6	662,4	883,2	1104	1324,9	1545,7	1766,5	1987,3	2208,1

Mediante prueba de Jarras se determinó que se debe emplear 3 ppm de Floculante SP-7009A al 0.5%, el caudal de diseño para trabajar es de 10.000 BWPD, por lo cual la dosificación de la bomba debe ser de 662,4 ml/min.

En la figura 46 se puede evidenciar el efecto del coagulante y floculante sobre el agua del campo y sus contaminantes.

Figura 46. Efecto de coagulante y floculante sobre el agua contaminada



- **AJUSTE DE pH**

El sistema de ajuste de pH está compuesto por 3 equipos, dos bombas dosificadoras para la adición de ácido o una base y adicionalmente un medidor de pH en línea.

El propósito de esta instalación es mantener el valor de pH neutro en el agua para re-inyección. Cuando el medidor de pH en línea da un valor por debajo de 6,5 Unidades, el operador debe encender la bomba dosificadora de la Soda Cáustica con el fin de subir el valor de pH a la salida. Por el contrario, si el valor de pH supera 7,5 Unidades, se debe encender la bomba dosificadora de ácido para bajar el pH.

Este sistema opera en automático con el medidor de pH en línea el cual es reportado en el tablero de control software, dependiendo el valor de pH que se tenga a la salida, así mismo el sistema encenderá el producto químico necesario.

TANQUE DE CLAROS DEL DAF

- **INHIBIDOR DE INCRUSTACIONES**

Mediante prueba de Jarras se determinó que se debe emplear 25 ppm, el caudal de diseño para trabajar es de 10.000 BWPD, por lo cual la dosificación debe ser de 27,6 mL/min. En la tabla 28 se evidencia la dosificación requerida para tal fin.

Tabla 39. Dosificación de inhibidor de incrustaciones

DOSIS SP-211 AL 99% (PPM) (AFORO EN mL/min)											
caudal		Concentración del producto químico en ppm									
BWPD	m³/h	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
3.000	19,9	1,5	3,4	4,9	6,8	8,3	10	11,5	13,2	14,9	16,5
4.000	26,5	2	4,5	6,5	9	11	13,3	15,4	17,6	19,9	22,1
5.000	33,1	2,6	5,6	8,2	11,2	13,8	16,6	19,3	22,1	24,9	27,6
6.000	39,7	3,1	6,7	9,8	13,4	16,5	19,9	23,1	26,5	29,8	33,1
7.000	46,4	3,7	7,8	11,5	15,6	19,3	23,25	27	30,9	34,8	38,6
8.000	53	4,3	8,9	13,2	17,8	22,1	26,5	30,9	35,3	39,8	44,1
9.000	59,6	4,8	10	14,8	20	24,8	29,8	34,7	39,7	44,7	49,7
10.000	66,2	5,4	11,1	16,5	22,2	27,6	33,1	38,6	44,1	49,7	55,22

TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE AGUA TRATADA

- **SECUESTRANTE DE OXIGENO Y BIOCIDA**

Estos se aplican en el tanque de almacenamiento de agua tratada lista para la re-inyección, el caudal de dosificación depende del caudal de trabajo de la planta y la concentración del producto que se quiere dosificar, determinada previamente

mediante pruebas de jarras, por lo cual se debe tener como guía la tabla 40, en la cual se especifica el caudal de dosificación que se requiere agregar de producto.

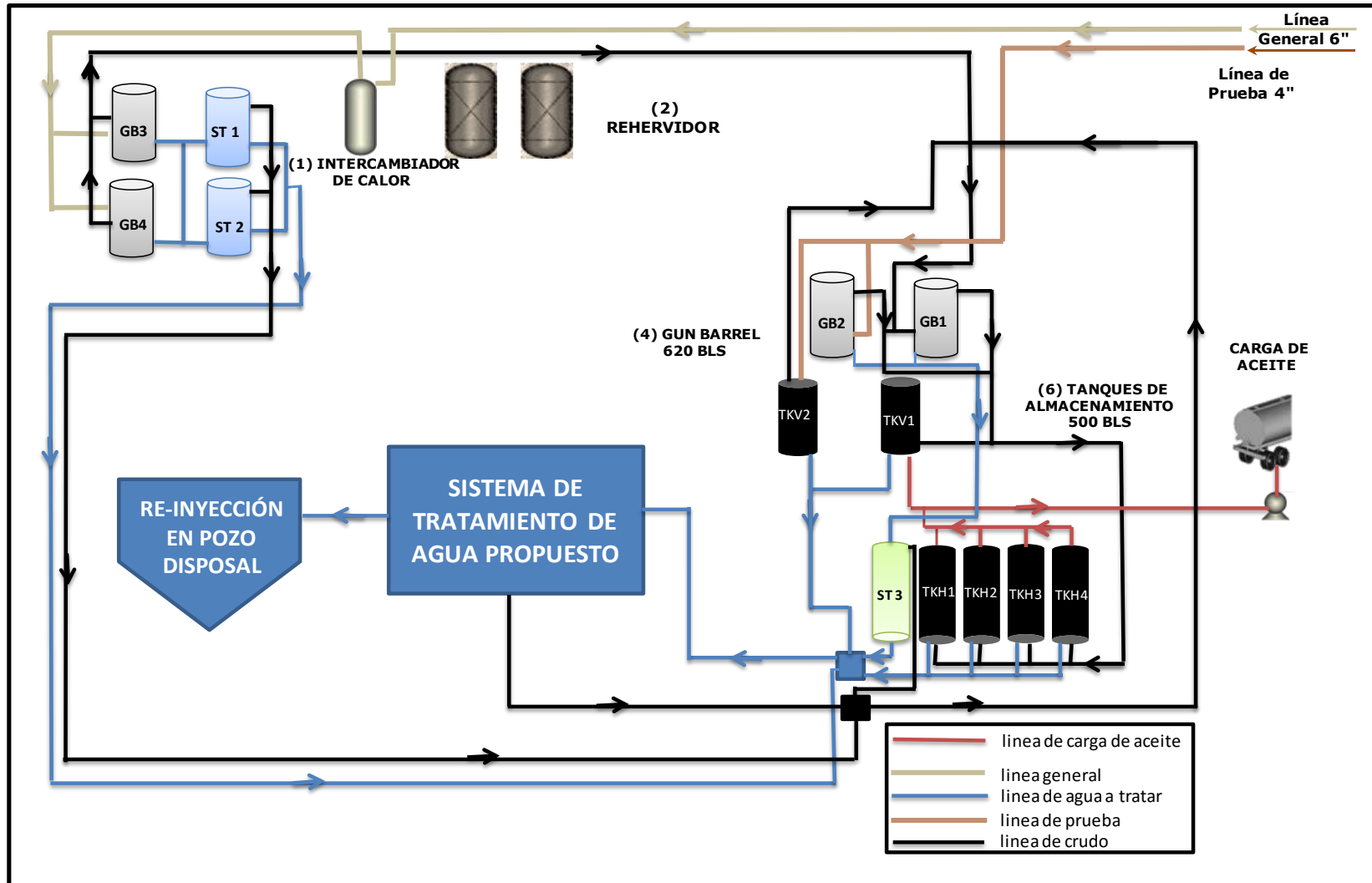
Tabla 40. Dosificación de secuestrante de oxígeno y biocida

DOSIS SP-309 Y SP-131 AL 97,4% (PPM)											
(AFORO EN mL/min)											
caudal		Concentración del producto químico en ppm									
BWPD	m³/h	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
3.000	19,9	1,7	3,3	5	6,6	8,3	9,9	11,6	13,2	14,9	16,6
4.000	26,5	2,2	4,4	6,6	8,8	11,9	13,2	15,5	17,7	19,9	22,1
5.000	33,1	2,8	5,5	8,3	11	13,8	16,6	19,3	22,1	24,8	27,6
6.000	39,7	3,3	6,6	9,9	13,2	16,6	19,9	23,3	26,5	29,8	33,1
7.000	46,4	3,9	7,7	11,6	15,5	19,3	23,2	27	30,9	34,8	38,6
8.000	53	4,4	8,8	13,2	17,7	22,1	26,5	30,9	35,2	39,7	44,2
9.000	59,6	5	9,9	14,9	19,9	24,8	29,8	34,8	39,7	44,7	49,7
10.000	66,2	5,5	11	16,6	22,1	27,6	33,1	38,6	44,2	49,7	55,2

Mediante prueba de Jarras se determinó que se debe emplear 25 ppm de SP- 131 y de SP- 309, el caudal de diseño para trabajar es de 10.000 BWPD, por lo cual la dosificación debe ser de 27,6 mL/min.

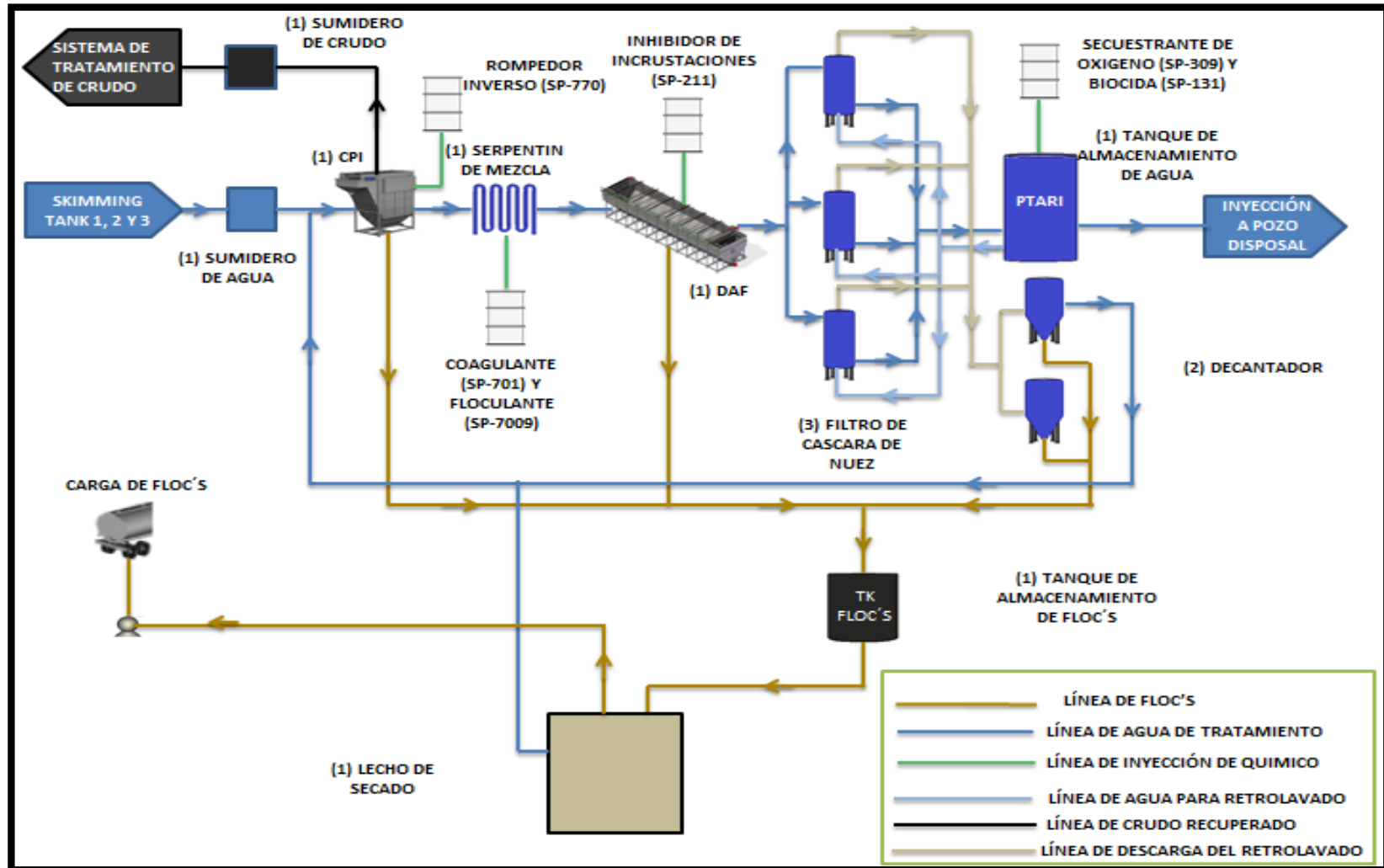
De esta manera queda planteado el sistema de tratamiento para el agua de producción del campo en estudio con el fin de re-inyección. A continuación, en las figuras 47 y 48 se muestra la ubicación del sistema de tratamiento propuesto dentro del esquema general del campo en estudio y el esquema de funcionamiento del sistema especificando el orden de tratamiento con la ubicación de cada equipo y facilidad, así como los puntos de inyección de química propuestos, respectivamente.

Figura 47. Ubicación del sistema de tratamiento de agua propuesto dentro del esquema general del campo



Fuente. Modificado de EMPRESA OPERADOR DE CAMPO EN ESTUDIO. Central process facilities

Figura 48. Sistema de tratamiento de agua propuesto



5. EVALUACIÓN DEL BENEFICIO ECONÓMICO DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA PROPUESTO

El factor económico es un aspecto fundamental para el desarrollo de cualquier proyecto, el éxito del presente proyecto se basa en las exigencias técnicas relacionadas con sus costos de implementación y operación (equipos, tratamientos químicos, etc.) y que esto sea económicamente beneficioso para la empresa operadora.

5.1. PRESUPUESTO DEL DISEÑO PROPUESTO

Con el propósito de estimar un valor económico necesario para poder implementar el proyecto presente, se obtuvieron por parte de la empresa operadora del campo precios de equipos y demás costos que ya habían sido cotizados con anterioridad para otros campos en los cuales opera la empresa teniendo en cuenta varios caudales de diseño.

A continuación, en la tabla 41, se presenta una tabla con los costos necesarios para poder ejecutar el proyecto propuesto del sistema tratamiento para el agua de producción del campo, teniendo en cuenta el caudal de diseño determinado.

Tabla 41. Presupuesto para el sistema propuesto

ITEM	DESCRIPCION	UND	CANT	PRECIO UNIDAD (USD)	PRECIO TOTAL (USD)
1	CPI 10.000 barriles	UND	1	\$162.000	\$ 162.000
2	Separador por aire disuelto (DAF) 10.000 barriles	UND	1	\$285.000	\$ 285.000
3	Bomba centrífuga para filtros (con variador de velocidad)	UND	3	\$45.000	\$ 135.000
4	Filtro de cáscara de nuez 5000 barriles (Incluye válvulas automáticas, instrumentación y material de filtro)	UND	3	\$150.000	\$ 450.000
5	Bomba de retrolavado	UND	1	\$32.000	\$ 32.000
6	Tanque de almacenamiento de agua tratada 300 barriles (Incluyen válvulas automáticas, instrumentación, válvulas de presión, válvulas de vacío y válvula de emergencia)	UND	1	\$136.000	\$ 136.000
7	Bomba centrífuga para el retorno del agua de retrolavado a los decantadores	UND	2	\$32.000	\$ 64.000
8	Bombas de lodo o flocs (100 GPM / EA)	UND	1	\$6.800	\$ 6.800
9	Decantador 1.500 barriles	UND	2	\$70.000	\$140.000
10	Lecho de secado	UND	1	\$50.000	\$50.000
11	serpentín de mezcla	UND	1	\$6.200	\$6.200
12	Tanque de almacenamiento de lodos 200 barriles	UND	1	\$45.000	\$45.000
14	Sistema de control automático		1	\$90.000	\$ 90.000
15	Entrenamiento para Operadores y auxiliar	Día	5	\$1.500	\$ 7.500
				TOTAL	\$ 1.609.500

Fuente. EMPRESA OPERADOR DE CAMPO EN ESTUDIO. Presupuesto sistema de tratamiento de agua.

5.2. BENEFICIO ECONÓMICO DEL DISEÑO PROPUESTO.

En el diseño propuesto para el tratamiento del agua de producción del campo en estudio se contemplan mejoras en ciertos aspectos operativos comparándolo con el sistema actual. Habiendo dicho lo anterior la implementación del diseño propuesto conlleva a un beneficio económico enfocándose en los siguientes aspectos:

- **TRATAMIENTO QUÍMICO**

En el proceso actual se aplica floculante y clarificante en el segundo y tercer catch tank, con el fin de generar la floculación y posterior remoción de floc's por medio de una caja desnatadora. La problemática radica en que el proceso de mezcla en los catch tank no es eficiente ya que simplemente hay una recirculación de fluido mientras se realiza la adición de químicos, por lo tanto, el efecto de los químicos sobre el agua es poco y se necesita la aplicación de mayor cantidad de químicos para obtener la recuperación de floc's deseada.

El agua de salida de los catch tank presenta cantidades de floculante residual, lo cual genera floc's en todo el tren de tratamiento y disposición final (zona de aspersión), por consiguiente, la calidad de agua de aspersión es inadecuada.

En el diseño propuesto se contempla la implementación de un serpentín de mezcla, Este equipo consiste en una tubería compuesta por cambios abruptos de dirección que garantiza una mezcla eficiente y homogénea de químicos, la cual generará la cantidad adecuada de floc's para retirar los sólidos y contaminantes en el DAF y filtros con la dosificación de químico diseñada sin la necesidad de una adición extra de químicos.

- **TRATAMIENTO DE FLOC'S**

Como consecuencia de la disminución en la dosificación de química aplicada, también se obtendrá una reducción considerable de floculante residual a través de todo el tratamiento, lo que implica la generación de floc's sólo en las etapas de tratamiento deseadas y no en otras zonas, de tal manera que no surja la necesidad de tratamientos extras en otras etapas para recuperar ese floc's, y por ende un menor volumen del mismo para disponer.

El otro punto tiene que ver con la implementación del lecho de secado que busca dar solución al problema en cuanto a la disposición de los floc's muy hidratados

obtenidos de los equipos, ya que el uso de este sistema conlleva a generar un floc's residual bastante seco lo que implica un menor costo de disposición y una mayor recuperación de crudo en el agua aceitosa extraída de los mismos, que antes, con el sistema anterior, se perdía por el pobre proceso de deshidratación.

- **SALARIO**

El sistema de tratamiento actual requiere que sea operado por dos personas en un mismo turno, debido a que el proceso es manejado de forma manual, con la implementación del nuevo sistema propuesto, la planta de tratamiento de agua estará automatizada, se controlará desde un computador que muestra en su pantalla el detalle de los equipos y tuberías, desde allí se calibran y monitorean los niveles en los tanques para el encendido de las bombas, se registran valores de caudal y presión de manera instantánea, se abren y se cierran las válvulas neumáticas, entre otras funciones, y sólo será necesaria una persona por turno, además de un auxiliar cinco por dos(trabaja cinco días y descansa dos), lo cual, evidentemente, traerá consigo una disminución salarial para la empresa operadora.

En tabla 42 y 43, se exponen los horarios de trabajo de los operadores y auxiliares para el sistema actual y para el propuesto.

Tabla 42. Horario y turnos de trabajo de los operadores en el sistema actual.

MES	
día 1 al 15	
Día	2 operadores
Noche	2 operadores
día 15 al 30	
Día	2 operadores
Noche	2 operadores
TOTAL TRABAJADORES	8 OPERADORES

Tabla 43. Horario y turnos de trabajo de los operadores en el sistema propuesto

MES		1 auxiliar trabajando durante el día
día 1 al 15		
Día	1 operador	
Noche	1 operador	
día 15 al 30		
Día	1 operador	
Noche	1 operador	
TOTAL TRABAJADORES	4 OPERADORES Y 1 AUXILIAR	

Habiendo dicho todo lo anterior, con la implementación del diseño propuesto se obtiene un beneficio económico, este fue determinado teniendo en cuenta la valoración económica que realizó la empresa operadora basándose en un sistema similar de tratamiento existente en otro campo bajo su operación con el fin de considerar una posible implementación para el campo en estudio, dicha valoración se adaptó al caudal de diseño de la planta de tratamiento propuesta. Lo anterior se puede apreciar en las tablas 44, 45 y 46.

Tabla 44. Costos del sistema de tratamiento de agua actual del campo en estudio

COSTOS DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA ACTUAL DEL CAMPO EN ESTUDIO	
Tratamiento químico por mes	\$ 13.301
Tratamiento de floc's por mes	\$ 119.196
Salario mensual (8 operadores)	\$ 13.350
Costo total por mes	\$ 145.847
Producción diaria de agua	8.000 BWPD
Costo/barril tratado	\$ 0,608 /bbl

Fuente. EMPRESA OPERADORA DE CAMPO EN ESTUDIO. Presupuesto sistema de tratamiento de agua.

Tabla 45. Costos del sistema de tratamiento de agua propuesto para el campo en estudio

COSTOS DEL SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUA PROPUESTO PARA EL CAMPO EN ESTUDIO	
Tratamiento químico por mes	\$ 11.971
Tratamiento de floc's por mes	\$ 83.437
Salario mensual (4 operadores y 1 auxiliar)	\$ 7.715
Costo total por mes	\$ 103.123
Producción diaria de agua	8.000 BWPD
Costo/barril tratado	\$ 0,430 /bbl

Fuente. EMPRESA OPERADORA DE CAMPO EN ESTUDIO. presupuesto sistema de tratamiento de agua.

Tabla 46. Evaluación del beneficio económico al implementarse el sistema de tratamiento propuesto

EVALUACION DEL BENEFICIO ECONOMICO AL IMPLEMENTARSE EL SISTEMA DE TRATAMIENTO PROPUESTO	
caudal de diseño (BWPD)	10.000
Costo por barril tratado en condiciones actuales de tratamiento para el caudal de diseño	\$ 0.760 /bbl
Costo por barril tratado para las condiciones y caudal de diseño del sistema propuesto	\$ 0.537 /bbl
Ahorro económico por barril de agua tratada	\$ 0,223 /bbl
Costo total del proyecto	\$ 1.609.500
Volumen total de tratamiento para recuperar inversión	7.217.811 bbl

En la tabla 44 se encuentran los costos del tratamiento químico del agua y el tratamiento de los floc's usados actualmente en el campo en estudio, además de los salarios de los trabajadores; teniendo en cuenta esta información y el caudal de producción de agua actual del campo se halla el costo de barril de agua tratada. En la tabla 45 se realiza un análisis similar, pero teniendo en cuenta la disminución de costos en dichos aspectos debido a la implementación del sistema de tratamiento propuesto.

El sistema de tratamiento de agua propuesto se diseña para un caudal de agua de 10.000 BWPD, por lo tanto, en la tabla 46 se extrapola a partir del costo por barril de agua tratada para el sistema de tratamiento actual y para el propuesto determinados en las tablas 44 y 45, adaptándolos al caudal de diseño y así poder hallar los nuevos costos por barril de agua tratada, con el fin de calcular el ahorro que se obtiene a partir del diseño propuesto.

Según los resultados obtenidos de la tabla 46, se tendría un ahorro de **0,223 dólares por barril de agua tratada**, por consiguiente, cuando se produzca **7.553.811 barriles de agua** se estima que se logrará recuperar la inversión del presente proyecto que es de **1.684.500 dólares**, que es el presupuesto calculado para el mismo. Teniendo en cuenta los pronósticos de producción de agua del campo en estudio, si el sistema de tratamiento propuesto se implementase a partir del mes de marzo de 2017, se estima que el proyecto se pagaría en el mes de marzo del año 2019, es decir en dos años, todo esto teniendo en cuenta sólo el ahorro por barril de agua tratada.

6. CONCLUSIONES.

- Con el incremento progresivo en la producción de agua no contemplada por los diseñadores del sistema actual de tratamiento, el campo no se encuentra en las condiciones operativas para manejar adecuadamente los 8.263 BWPD con un BS&W del 90% producidos actualmente, debido a las limitaciones de capacidad y mal estado de los equipos.
- La resolución 0405 del 30 de abril de 2014 para el campo en estudio, artículo vigésimo cuarto, tiene como resultado la prohibición de la aspersion como método de disposición final, por lo tanto, se propone la re-inyección en pozo disposal para cumplir con los aspectos legales y ambientales del campo.
- El sistema de tratamiento actual del agua de producción consta de un tratamiento primario que tiene como principio físico asentamiento gravitacional, de tal manera que se lleva a cabo en equipos básicos y hechizos como catch tank y fractanks que fueron adaptados para este fin y para el manejo de volúmenes pequeños. Pero, estos no son suficientes para tratar el agua de producción, por lo tanto, se hace necesario implementar equipos de coalescencia, filtración y flotación con la adecuada capacidad para obtener una mayor eficiencia de remoción de contaminantes y garantizar la calidad del agua requerida para la re-inyección en la formación determinada.
- Teniendo en cuenta las propiedades y características petrofísicas analizadas de la unidad C7 (masivo), miembro de la Formación Carbonera, se propone

ésta como la adecuada para recibir y almacenar las aguas de producción del campo en estudio, a través de la re-inyección en el pozo candidato a disposal W3.

- Con la configuración de equipos y la filosofía de tratamiento químico propuesto para el nuevo sistema de tratamiento del agua de producción se determinó que se obtiene un ahorro de 0,223 dólares por barril de agua tratada
- En otros campos de la empresa operadora ya se ha implementado este sistema, por consiguiente, se cuenta con una experiencia de trabajo en cuanto a su mantenimiento, operación, menor consumo de químicos, ahorro de energía, reducción de personal y ocupación de menor espacio.
- las autoridades ambientales son cada día más estrictas y la industria petrolera está siendo vigilada minuciosamente por estas entidades, por lo tanto, fabricantes y científicos tienen como objetivo desarrollar tecnologías que sean amigables con el medio ambiente, y así impulsar una cultura donde la explotación de recursos humanos vaya de la mano con la preservación de la naturaleza.

7. RECOMENDACIONES.

Durante la operación del sistema de tratamiento se recomienda realizar labores diarias para garantizar el constante y adecuado funcionamiento. Habiendo dicho lo anterior se enuncia una lista de tareas diarias que deben ser desarrolladas por el operador a cargo:

- Verificar los niveles de los tanques del sistema, determinando cualquier posibilidad de rebose y su causal.
- Verificar niveles y stock de productos químicos para realizar las correspondientes preparaciones y cambio de canecas vacías.
- Verificar e Inspeccionar el funcionamiento de los equipos.
- Verificar caudales de trabajo de la planta para mantener un flujo constante en la celda de flotación.
- Verificar las dosificaciones de los productos químicos y el efecto esperado constantemente para evitar desestabilización del sistema.
- Realizar retrolavado de los filtros con la frecuencia necesaria.
- Realizar análisis de laboratorio para el seguimiento de la operación.

BIBLIOGRAFÍA

AGURTO, E. *Mejoras en el Tratamiento de Agua de Inyección para Campos Maduros de Petróleo Usando Microburbujas de Gas Natural*. Lima-Perú. P 49. 2012.

ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. *Surface Production Operations. Design of Oil -Handling Systems and Facilities*. Tercera Edición. Vol.1.

COLOMBIA, AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIANTALES (ANLA). Resolución 0405 del 30 de abril de 2014 para el campo en estudio

COLOMBIA, MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución 0631 del 17 de marzo de 2015, artículo 11. [en línea] [citado 14 de noviembre de 2016]

GARCIA, J. (n.d.). *Análisis de agua de producción*. Academia.edu. [en línea] [citado 10 de septiembre de 2016] disponible en: http://www.academia.edu/9254018/An%C3%A1lisis_de_agua_de_producci%C3%B3n

GIRALDO, Jorge y ESCALANTE, Luis. Diseño conceptual para la construcción de una planta de tratamiento e inyección de agua en el campo cantagallo. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2008.

HALLIBURTON. Informe: integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos en la cuenca de los llanos orientales. 2012.

MANCILLA, ROBINSON Andrés y MESA, Henry Oswaldo. Metodología para el manejo de aguas de producción en un campo petrolero. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisico-químicas. Escuela de ingeniería de petróleos. 2012. P 113.

MIER UMAÑA, R. reinterpretación litológica a partir de registros de pozo, cuenca llanos. Trabajo de grado (geólogo). Bucaramanga, universidad industrial de Santander. 2012

NIÑO- Fredy Omar; GÓMEZ Jaime F. presentación: Taller de pozos de inyección, generalidades sobre pozos disposal, equion - Ecopetrol

RUIZ, Luis. Propuesta de mejoramiento para las facilidades de tratamiento del agua de producción y disposición por sistema de inyección para el campo Cabiona. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2015.

SANABRIA, Johanna y CIFUENTES, Ivan. Análisis y diseño de las facilidades de superficie para manejo de crudos pesados y bituminosos (campo rubiales). Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2010.

SCHLUMBERGER. Manejo de la producción de agua: de residuo a recurso. 2004. En: oilfield review

TECCA SAS. Manual de operación de los sistemas de Tratamiento de agua de producción para Inyección de la estación de otro campo de la empresa operadora realizado por la empresa